Contents

3 Comments

4 Operations

6 Finance

8 Human Resources

10 Communications and Marketing

10 Development

14 Statement of Generation and Sales

15 Corporate Information

17 Financial Statements

33 System Map

Highlights

Point Lepreau became the world's first CANDU-600 to be placed in service, reaching full power in March 1983, and supplying 13.7% of the in-province load.

Export of 205 000 kW firm contracted export sales from Point Lepreau commenced in February 1983.

Revenue from export energy sales to interconnected utilities increased by $38.3 million over the previous fiscal year.

Maritime Nuclear, a joint undertaking by Atomic Energy of Canada Limited and the Commission, was established to investigate the feasibility of building a second nuclear unit at Point Lepreau.

The first phase of a second interconnection with Hydro-Québec was complete at year-end and was placed in service early in the new fiscal year.

Comments

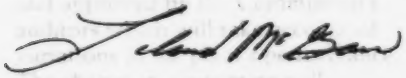
June 24, 1983

To His Honour G.F. Stanley
Lieutenant Governor of
New Brunswick

May it please your Honour:

The New Brunswick Electric Power Commission begs leave to submit, in accordance with the Electric Power Act, Chapter E-5, of the revised Statutes of New Brunswick 1973, the following report for the twelve month period ended March 31, 1983.

Respectfully submitted,



Leland W. McGaw, Chairman
The New Brunswick
Electric Power Commission

June 24, 1983

To His Honour C.F. Stanley
Lieutenant Governor of
New Brunswick

May it please your Honour:

The New Brunswick Electric Power
Commission has pleasure to submit, in
accordance with the Electric Power Act,
Chapter E-5, of the revised statutes of
New Brunswick 1973, the following
report for the twelve month period
ended March 31, 1983.

Respectfully submitted

Leonard V. McCaw, Chairman
The New Brunswick
Electric Power Commission

Comments

The successful start-up of the Point Lepreau Generating Station highlighted the year. This nuclear unit became the world's first CANDU-600 to commence operation, reaching full power on March 27, 1983. Similar units in Québec, Korea and Argentina started up subsequent to Point Lepreau.

The second major highlight of the year was a substantial increase in revenue as the result of a high level of export energy sales and the commencement of contracted exports of capacity and energy from Point Lepreau to its New England participants.

The world-wide economic recession had a serious effect on the province's energy-intensive forest industries and for only the second time in the Commission's history, total in-province sales decreased. Growth was experienced in the residential sector, however, largely due to conversions to electric heating.

Despite lower in-province sales and no increase in power rates during the year, total revenue increased by $36 million to $545.6 million due to increased exports and higher unit revenue from these sales. Net income for the year was $21.4 million.

With the completion during the year of the major expansion program begun in the mid-1970's, the Commission began an extensive staff reorganization. The new structure will reflect the much-reduced construction program, with emphasis on productivity and efficiency improvements and a renewed thrust in marketing for both domestic and export sales. Domestic customers will be advised on the merits of electricity as an efficient replacement energy source. For the export market, the objective is to seek additional sales of capacity and energy in order to maximize revenue from facilities already in place. Exports accounted for some 35% of revenue in the fiscal year.

A joint undertaking called Maritime Nuclear was established during the year by Atomic Energy of Canada Limited and the Commission which will investigate the feasibility of building a second nuclear unit at Point Lepreau. Maritime Nuclear, located in Fredericton, will examine in detail the market potential, financing, licensing and construction of such a unit for longer-term export.

While the prospect for such a project is enhanced by the continued superior performance of CANDU plants, the immediate potential in the New England export market is diminished by their existing capacity surpluses.

The performance of the Point Lepreau Generating Station will have a major impact on generation costs. A new accounting procedure has been adopted and approved by the Commission's auditors which will take account of variations in the plant's performance. The change in accounting will equalize generation costs and lessen the immediate impact of changes in station output on Commission customers.

Fiscal year 1982/83 represents a change in direction for the Commission. Our utility has had to deal with the transition from a period of major expansion to one of more normal operation, while at the same time, experiencing the effects of a major downturn in the economy. The overall result of the steps taken has been to increase productivity and cost-effectiveness, while taking account of both the realities and the opportunities of current conditions.

The Commission, Management and staff share in a dedication to continue supplying the electrical needs of the people of New Brunswick through the operation of an efficient, productive and financially viable utility.

Hon. Leland W. McGaw
Chairman

Arthur J. O'Connor
General Manager

Operations

Sales of energy to utilities interconnected with the Commission totalled 3 568 044 000 kW.h, an increase of 4% over the previous year. The increase in energy exports reflects continued favourable U.S. markets for the sale of interruptible energy and implementation of the Point Lepreau Unit Participation Agreements totalling 205 000 kW to Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company, Boston Edison Company and Eastern Maine Electric Cooperative Incorporated. These agreements became effective February 1, 1983 and extend to October 31, 1990.

Export sales of interruptible energy to Prince Edward Island, Nova Scotia and New England utilities exceeded previous levels by 0.6%. Also, revenue from such energy exports exceeded that of any previous year. These results were achieved mainly in the last half of the year when favourable water conditions, a drop in world oil prices, the availability of Point Lepreau energy and purchases of energy from Hydro-Québec made efficient generation sources available for such sales over and above the generation required to meet in-province loads.

Total generation and purchases of energy from all sources was 12 161 686 535 kW.h, a decrease of 1% from the previous year. This decrease was the result of above-average winter temperatures and poor economic conditions which adversely affected industrial customers, especially pulp and paper mills.

Purchases of energy totalled 3 768 953 435 kW.h., a decrease of 5.9% from the previous year. The principal source was Hydro-Québec, which supplied 97.3% with the balance supplied by other utilities and in-province industries.

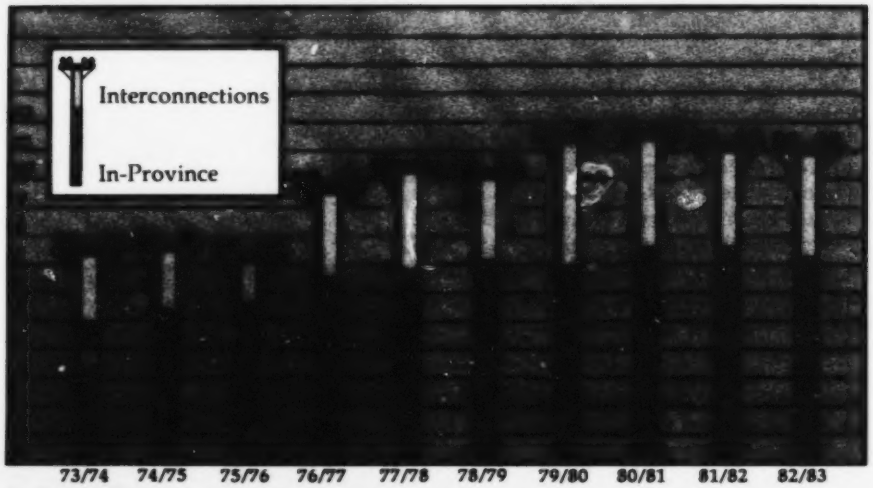
Energy production by the Commission's thermal and hydro units totalled 4 343 347 000 kW.h and 2 628 080 000 kW.h respectively, representing a decrease of 13.8% for thermal and 19% for hydro. The major factor in the decrease of thermal generation was the addition of the Point Lepreau nuclear unit which was synchronized with the system on September 11, 1982 and reached 100% power on March 27, 1983. This unit had supplied 1 421 287 000 kW.h to the system by year-end.

Sales to general service and residential customers showed respective increases of 1.2% and 5% for the year. The growth in residential sales was due primarily to the conversion to electricity for heating of nearly 5 000 housing units.

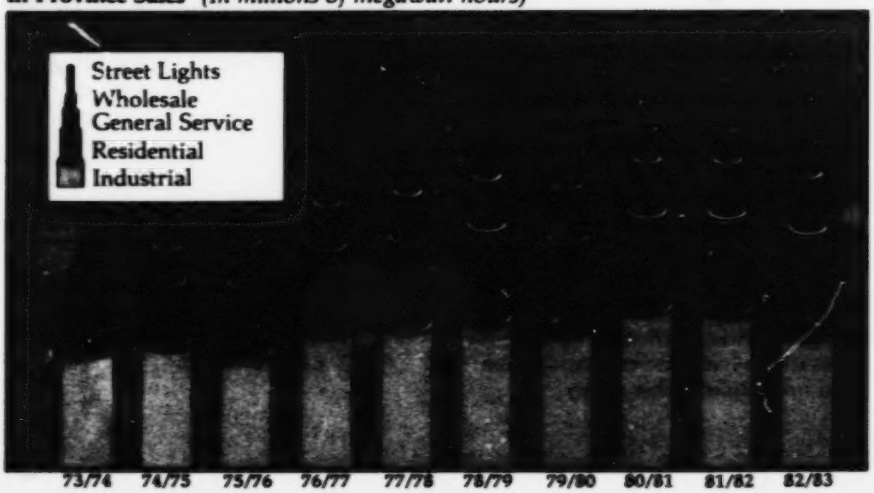
Due to a 13.1% reduction in industrial energy use, total in-province energy sales were 4.1% lower than the previous year. This overall decline in energy sales reflects the general economic downturn experienced during the year. The economic recovery underway at year-end, however, is expected to reverse much of the recent decline in industrial sales. In addition, modernization and expansion programs in the pulp and paper industry, along with scheduled openings of new potash and molybdenum/tungsten mines are expected to result in 100 000 kW of new load in the near future.

The peak demand by in-province customers of 1 437 900 kW occurred on February 10, 1983, 9.3% lower

Sales *(In millions of megawatt hours)*



In-Province Sales *(In millions of megawatt hours)*



Local fisherman, Doug Belding, harvests lobster in the Bay of Fundy near the Point Lepreau Generating Station.

than that experienced last year. The gross demand, including exports, was 2 391 400 kW, a 3.3% increase over the previous high.

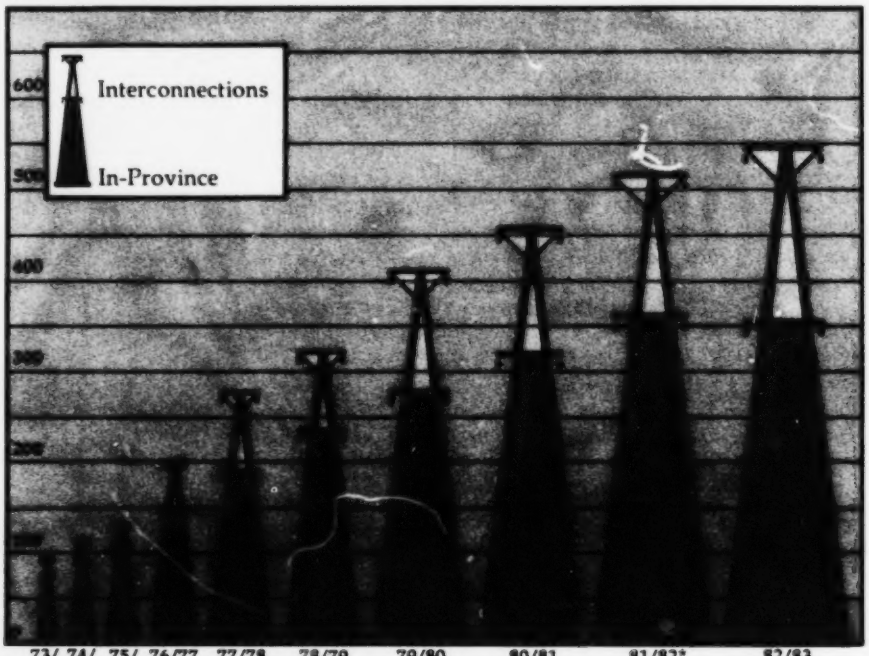
At March 31, 1983, the Commission was serving 230 749 customers, an increase of 3 619. Average annual electrical consumption per residential customer was 10 611 kW.h compared with 10 265 kW.h the year before.

Utilization and loading of the transmission network increased with the addition of the 630 000 kW generator at Point Lepreau. There were no major transmission system interruptions during the year.

In-province loads were supplied from the following resources: purchases 33.2%, hydro generation 30.6%, nuclear generation 13.7%, oil-fired generation 11.8% and coal-fired generation 10.7%.

Revenue
(In millions of dollars)

* Includes extraordinary item



Finance

Revenue from operations amounted to $545.6 million, an increase of $36 million over the previous year. Interconnection revenue increased by $38.3 million, while in-province revenue decreased by $2.3 million due to poor economic conditions.

The cost of fuel and purchased power increased by $11.3 million to $255.8 million. Operations, maintenance and general expenses increased $33 million to $133.4 million, which included a charge of $23.7 million for commissioning energy from Point Lepreau. The balance of the increase resulted from increased labour and material costs. Depreciation increased $5.9 million to $42.7 million while net interest expense increased $21.1 million to $93.5 million. The increase in depreciation and net interest expense was primarily due to commencement of commercial operation at the Point Lepreau Generating Station.

The Commission has had a policy to equalize fluctuations in generation costs caused by unpredictable variations from average water flows. The commissioning during the year of the Point Lepreau Generating Station has introduced another element where similar, largely unpredictable, variations may occur affecting generation costs. As a result, the Commission has replaced the Water Equalization Reserve with a Generation Equalization Reserve, which will account for fluctuations in the performance of the nuclear unit as well as water flows. River flows and the performance of the nuclear unit were above average during the year resulting in $3.6 million being charged to operations and credited to the Generation Equalization Reserve.

Economy sales to neighbouring utilities provided $8.6 million over forecast earnings during the year. Amortization of unanticipated increases in earnings from economy sales from previous years amounted to $13.3 million. The net result was a transfer of $4.7 million from the Economy Sales Stabilization Account to income during the year.

Net Income for the year amounted to $21.4 million, $4.1 million lower than the previous year. Earnings Invested in the Business increased to $88 million after an appropriation of $10 million to the Generation Equalization Reserve. Accumulated appropriations now amount to $111 million.

Total capital expenditures for the fiscal year were $196.6 million, of which $162.9 million was applicable to the Point Lepreau Generating Station, with the balance of $33.7 million being spent on other asset additions and modifications.

To provide funds for the capital construction program the following borrowing was completed: $100 million ten-year 11¾% sinking fund debentures dated February 8, 1983 issued publicly in Canada. The interest forgiveness previously negotiated on the $350

Point Lepreau's unique CANDU refuelling machine is designed to operate while the station is on-power.

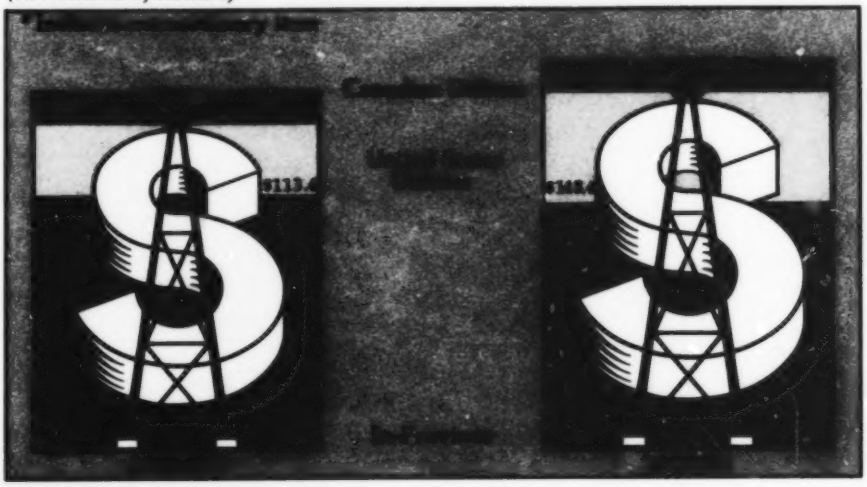
million loan from Atomic Energy of Canada Limited increased to $102 million compared to $84.1 million as at March 31, 1982. The agreement resulted from the resolution of a number of outstanding matters.

The Point Lepreau Generating Station represents a significant addition to the Commission's generating system. The technology and associated operating costs and future requirements for this station differ from conventional stations causing the Commission to develop new accounting policies and procedures.

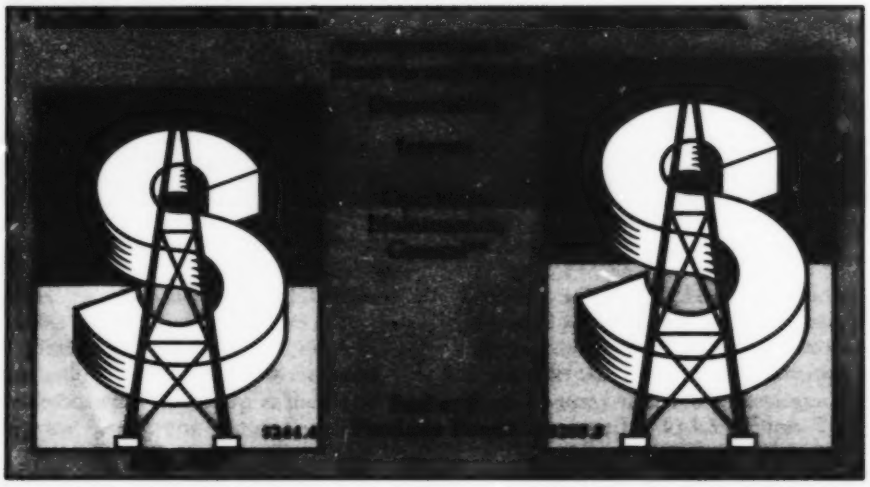
The Commission, to be assured of having adequate funds available in the future, has adopted a policy of charging income annually, with amounts considered adequate along with investment income to cover the cost for the permanent disposal of irradiated nuclear fuel and decommissioning the station to return the site to a state of unrestricted use. The charges to income are based on estimates determined through studies of these future costs. Periodic reviews will be carried out to evaluate the accuracy of these cost estimates and any changes will be implemented on a prospective basis.

The Commission, to more equitably match the benefits to be derived from the nuclear generating station with costs, has adopted an escalating charge method of depreciation in place of the straight-line method used for all other assets. The rate associated with the escalating charge method is 3% which is used to calculate an increasing yearly amount which will fully depreciate the cost of the plant over its service life.

Sources of Revenue
(In millions of dollars)



Distribution of Revenue
(In millions of dollars)



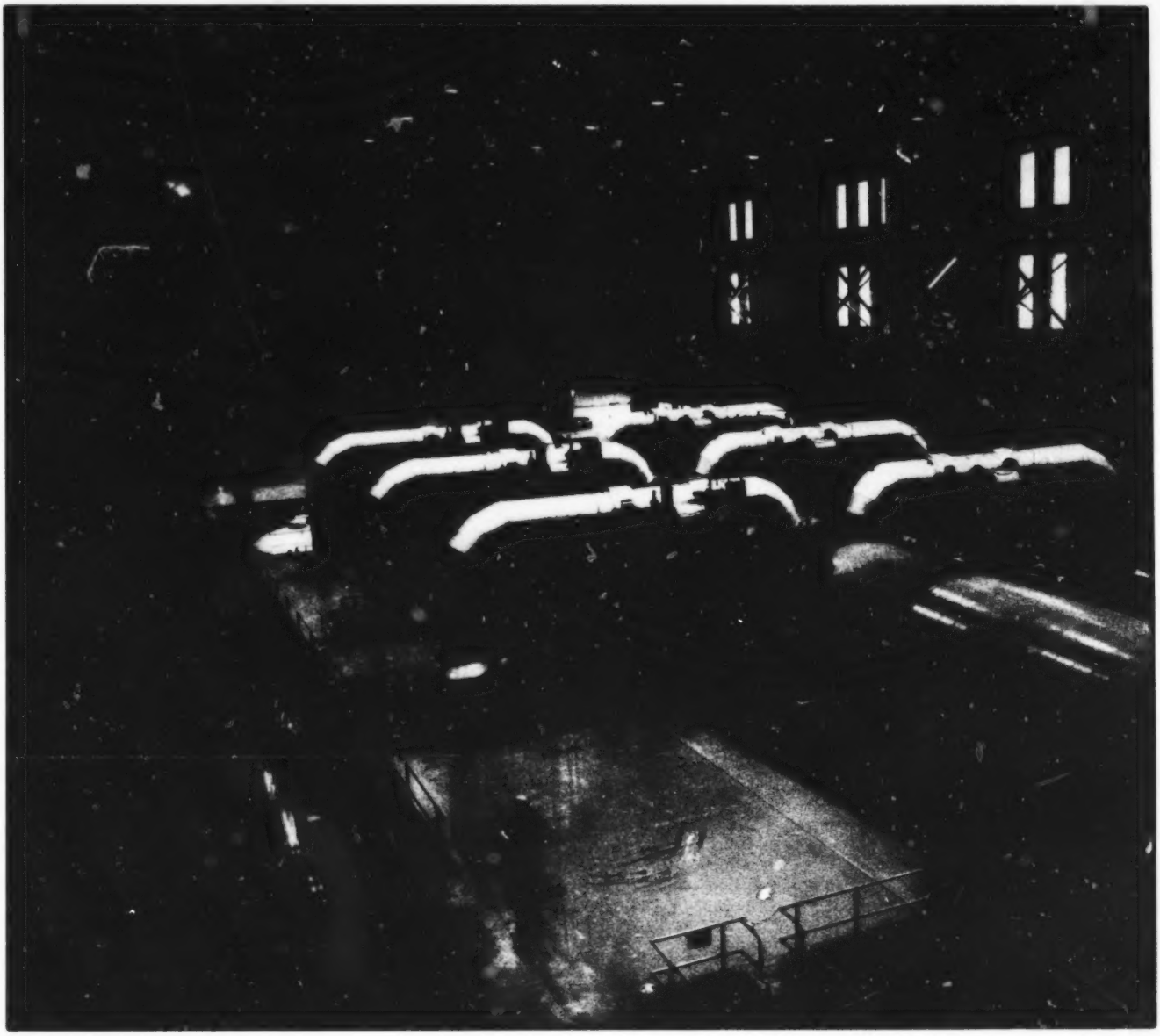
Human Resources

During the year, the Commission and its employee representatives successfully negotiated three new Collective Agreements covering more than 2 000 employees and extending the Commission's labour stability by 12 months.

The employee benefit package was reviewed and modified during the year resulting in improved health coverage and a reduction in total costs to the Commission and employees.

At March 31, 1983 there were 2 663 regular and temporary employees, an increase of less than 1%.

Major effort was put into the establishment of safety committees throughout the province. The safety committees, composed of representatives from labour and management, met regularly to discuss and implement improvements in work methods. No fatal accidents occurred during the year, and due to the increased efforts of both production and distribution operating groups, the employee accident frequency rate decreased by 14%.



Point Lepreau turbine hall.

Training programs designed to allow employees to develop and maintain the increased proficiency required by the Commission have been strongly supported. Special emphasis is being placed on the development of new technological skills required by the rapid introduction of the computer to the workplace.

Communications and Marketing

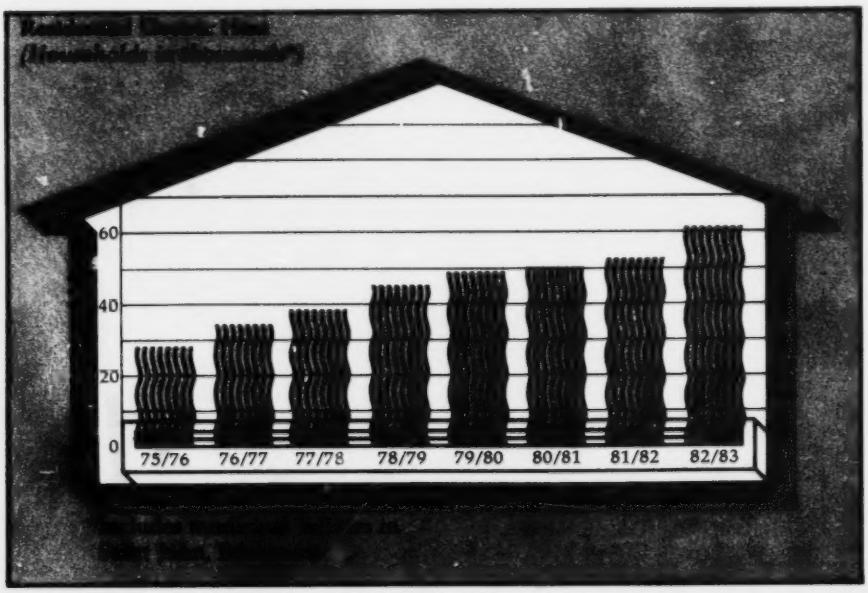
Communications programs developed during the year responded to the public's desire for more information about the Commission's product and operations and reflected changed conditions within the Commission.

One of the most significant developments in the area of customer communications has been the growing recognition by the public of the competitive advantages of electricity. To keep pace with the increase in consumer demand, a new marketing plan was developed with the twin objectives of encouraging customers to make wise and efficient use of electricity and convert to electric heat when appropriate. Following extensive staff field training sessions which dealt with conservation techniques, heating alternatives and assistance programs, an advertising program was undertaken which, above all, encouraged the customer to seek expert advice before considering a major space heating change.

The Commission's energy education program, designed to assist educators in teaching children about electrical safety, continued to be well received in schools throughout the province. During the year, the first Maritime Energy Education Symposium was held and progress was also made on introducing energy-related curriculum supplements into the provincial school system.

Quantitative and qualitative monitoring of public attitudes and trends were important elements in the overall communications program, helping the Commission to better understand and meet the needs of its customers.

The Commission continued to work closely with the provincial Emergency Measures Organization in refining its public information role under the Point Lepreau Off-Site Emergency Plan. As part of the ongoing information program, public meetings were once again held in local communities, the demographic survey updated and an Emergency Response Guide distributed to area residents.



Development

Export of 205 000 kW firm contracted sales from the Point Lepreau Generating Station, approved by the National Energy Board (NEB), commenced on February 1, 1983. In December 1982 the NEB approved in principle a further 130 000 kW export. During the year, contracts for the supply of power and energy from Point Lepreau were signed for 25 000 kW with Commonwealth Electric Company of Wareham, Massachusetts and a further 35 000 kW was contracted with Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company (MMWEC). At year-end the MMWEC contract was in escrow, subject to the obtaining of transmission agreements and regulatory approval in the United States, and the Commonwealth Electric contract was before the NEB for approval. A public hearing, by the NEB, on this and other matters, is scheduled for the summer of 1983.

Also requiring NEB approval is a contract for the supply of power from the Commission's system signed in January 1983 with Central Maine Power for 100 000 kW of power and energy through October 1984, then increasing to 150 000 kW through October 1991. The agreement secures export markets as well as certain transmission rights through Maine for the Commission and provides for upgrading the existing transmission facility.

The engineering and construction of a new temporary 138 000 volt interconnection with Hydro-Québec, to supply customers in the Edmundston area, was complete at year-end and was placed in service early in the new fiscal year. This is the first phase of a planned second major 345 000 volt

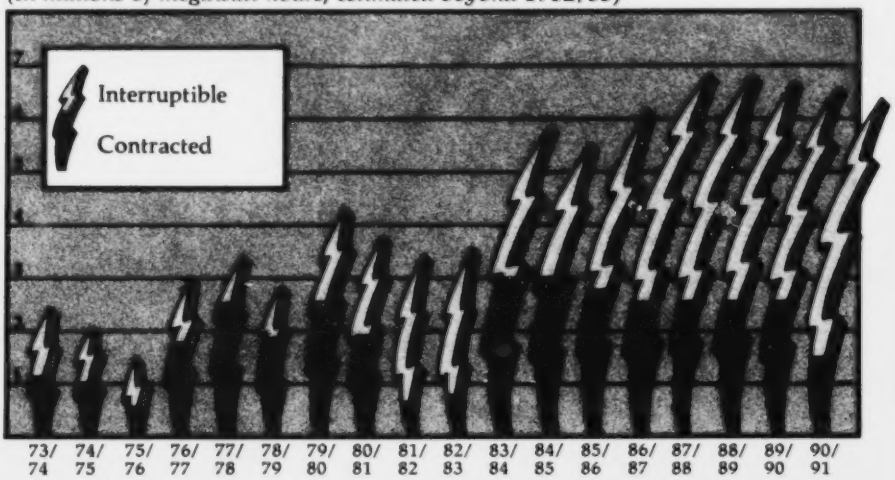
Sunset at the Point Lepreau switchyard.

intertie with the Hydro-Québec system scheduled to be in service late in 1985. On completion, the new link will double the Commission's interconnection capability with Hydro-Québec, to a level in excess of 1 000 000 kW. The Commission is also actively studying the expansion of interconnection facilities with New England.

Agreement was reached during the year with the Town of Hartland and an agreement is expected to be formalized in the near future with the Town of Woodstock, relative to raising the Mactaquac Headpond by approximately one metre at the dam. Clearing and other preparatory work is expected to be completed to allow the headpond to be operated at a higher level during the spring of 1984.

In a continuing effort to demonstrate practical applications for the warm water discharge from thermal generating stations, the Commission actively participated in the development of a demonstration greenhouse facility located at the Grand Lake Generating Station. Jointly funded by the Canadian Electrical Association, the New Brunswick Energy Secretariat, Energy, Mines and Resources Canada, N.B. Coal Limited and the Commission, the innovative pilot project will evaluate the feasibility of using thermal effluent as a means of heating greenhouses growing market produce. The concept is an extension of continuing successful efforts to raise salmon and trout utilizing waste heat from the cooling water system of the same thermal generating station.

Electric Power Exports
(In millions of megawatt hours, estimated beyond 1982/83)



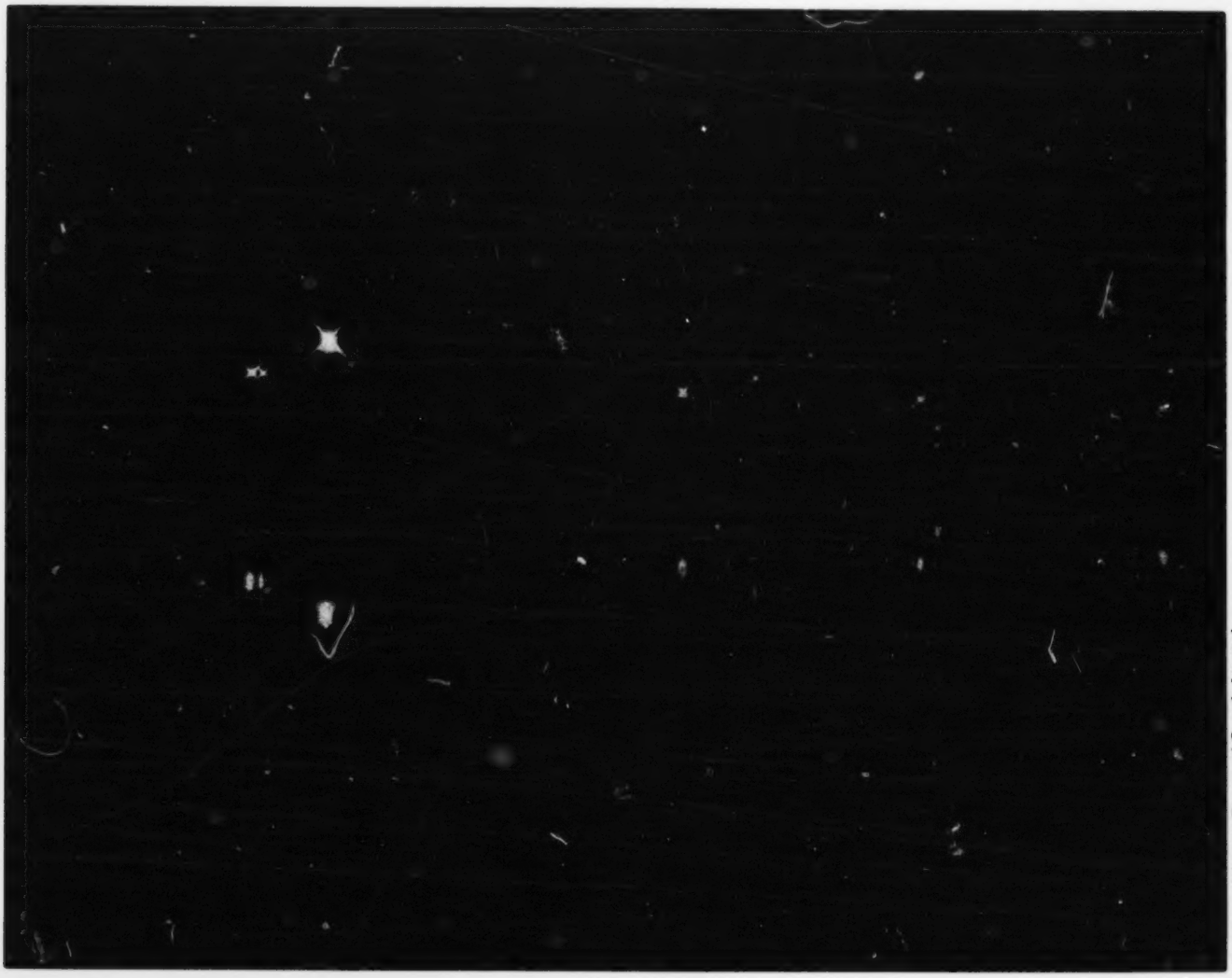
In April 1982 the Commission entered into a tri-partite agreement with the federal department of Energy, Mines and Resources and The Cape Breton Development Corporation to demonstrate the utilization of a unique coal-water slurry fuel as a potential oil substitution alternative. The low ash, low sulfur fuel, called Carbogel by its Swedish developers, will be prepared by The Cape Breton Development Corporation at its Victoria Junction coal preparation facility. The Commission's role in the project relates to the combustion trials which will take place in both units of its Chatham Generating Station. This research project represents a further step in establishing the Commission's Chatham Generating Station as the premier fossil-fuel combustion demonstration facility in the country.

The Commission embarked on a coal exploration program during the year to determine the nature and magnitude of the province's coal reserves which could be used for additional power generation facilities. The year's findings indicate that in excess of one million tonnes of mineable coal may exist in the area explored.

The New Brunswick Electric Power Commission

Hon. Leland W. McGaw
Chairman

Arthur J. O'Connor
General Manager



Courtesy of Atomic Energy of Canada Limited.

Owned by and Operated for the People of New Brunswick.

Statement of Generation and Sales

For Fiscal Year Ended 31 March, 1983

	1983 Kilowatt Hours	1982 Kilowatt Hours	Difference Kilowatt Hours	% + −
Generation				
Hydro	2 628 080 000	3 246 152 500	− 618 072 500	− 19.0%
Thermal	4 343 347 000	5 036 372 000	− 693 025 000	− 13.8%
Nuclear	1 421 287 000	−−	+ 1 421 287 000	
Diesel	19 100	161 900	− 142 800	− 88.2%
Purchases	3 768 953 435	4 005 397 250	− 236 443 815	− 5.9%
Gross Generation and Purchases	12 161 686 535	12 288 083 650	− 126 397 115	− 1.0%
Station Service	624 271 160	482 325 861	+ 141 945 299	+ 29.4%
Net Generation and Purchases	11 537 415 375	11 805 757 789	− 268 342 414	− 2.3%
Losses — Transformer and Transmission	542 144 026	595 345 209	− 53 201 183	− 8.9%
Losses % of Net Generation and Purchases	4.7%	5.0%		
Total Energy Distribution	10 995 271 349	11 210 412 580	− 215 141 231	− 1.9%
Sales				
Wholesale	686 429 916	658 741 280	+ 27 688 636	+ 4.2%
Industrial Power	3 077 833 566	3 539 995 609	− 462 162 043	− 13.1%
General Service	1 183 524 809	1 169 144 162	+ 14 380 647	+ 1.2%
Residential	2 225 459 662	2 118 865 019	+ 106 594 643	+ 5.0%
Average Annual kW.h per Residential Customer	10 611	10 265		
Street Lights	52 094 571	51 211 520	+ 883 051	+ 1.7%
Total In-Province Sales	7 225 342 524	7 537 957 590	− 312 615 066	− 4.1%
Interconnections	3 568 044 000	3 430 710 000	+ 137 334 000	+ 4.0%
Grand Total	10 793 386 524	10 968 667 590	− 175 281 066	− 1.6%
Station and Internal Use	624 593 844	482 702 178	+ 141 891 665	+ 29.4%
Total Losses	743 706 167	836 713 882	− 93 007 715	− 11.1%
Gross Generation and Purchases	12 161 686 535	12 288 083 650	− 126 397 115	− 1.0%

Statement of Operating and Physical Statistics

	31 March 1983	31 March 1982	31 March 1978	31 March 1975	31 March 1973
Plant Nameplate Capacity - kW	3 136 576	2 506 576	2 140 326	1 151 326	1 150 326
Gross Generation — Purchases kW.h	12 161 686 535	12 288 083 650	11 423 227 065	8 532 237 370	7 206 701 925
Total Energy Distributed - kW.h	10 995 271 349	11 210 412 580	10 386 935 623	7 684 313 478	6 710 992 704
Total Revenue	$ 545,636,447	$ 514,640,146*	$ 276,061,367	$ 114,383,151	$ 78,990,893
Total Expenditures and Appropriations	$ 534,257,771	$ 502,186,714	$ 272,912,112	$ 108,224,945	$ 78,268,439
Fixed Assets, Including Work in Progress	$ 2,705,614,539	$2,511,221,676	$1,361,571,470	$ 678,888,091	$483,264,042
Current Assets	$ 161,419,544	$ 273,381,451	$ 230,879,940	$ 65,660,823	$ 19,558,043
Current Liabilities	$ 190,535,732	$ 221,093,012	$ 117,929,206	$ 62,490,702	$ 25,824,373
Inventories	$ 68,584,572	$ 33,621,120	$ 24,617,058	$ 11,294,252	$ 4,412,034
Long Term Debt-Net	$ 2,213,530,056	$2,190,964,432	$1,228,507,691	$ 532,645,866	$351,826,572
Sinking Fund Assets	$ 158,452,216	$ 122,889,965	$ 46,006,501	$ 31,975,960	$ 25,017,768
Accumulated Depreciation	$ 346,407,214	$ 303,841,039	$ 177,925,521	$ 119,955,221	$ 96,086,034
Other Reserves and Earnings Retained In The Business	$ 239,461,621	$ 214,510,701	$ 92,354,057	$ 52,744,424	$ 35,008,279
Reserves, Earnings Retained In The Business and Accumulated Depreciation	$ 585,868,835	$ 518,351,740	$ 270,279,578	$ 172,699,645	$131,094,313
Total Reserves, Earnings Retained In The Business As Percentage of Fixed Assets	21.7%	20.6%	19.8%	25.4%	27.1%
Kilometres Transmission Lines	5 721	5 714	5 301	4 748	4 528
Kilometres Distribution Circuits	22 236	21 718	19 403	17 543	15 914
Number Residential Customers	209 731	206 410	192 225	168 889	152 870
Number Industrial Customers	1 413	1 373	1 124	964	851
Number General Service Customers	17 506	17 268	15 176	13 018	11 768
Number Street Light Customers	2 099	2 079	1 942	1 756	1 620
Total Customers	230 749	227 130	210 467	184 627	167 109

*Includes extraordinary item

Financial Statements

Auditors' Report

Touche Ross & Co.

Corporate Information

Commission

Hon. Leland W. McGaw, *Chairman*

Louis E. Landry, *Vice-Chairman*

Gaetan Boné, *Commissioner*

Jean C. Chiasson, *Commissioner*

William K. Claghorn, *Commissioner*

Peter J. Dykeman, *Commissioner*

Eric C. Garland, *Commissioner*

Harry Williston, *Commissioner*

Donna K. Young, *Commissioner*

Managing Officers

Arthur J. O'Connor,
General Manager

Frank C. MacLoon,
Assistant General Manager, Engineering & Operations

Richard A. Toner,
Assistant General Manager, Administration

Paul S. Creaghan, Q.C.
Secretary & General Counsel

Lloyd M. Tatton,
Chief Financial Officer

G. Linwood Titus,
Manager, Planning & Development

Terrence S. Thompson,
Manager, Public Affairs

Frank H. Ryder,
Manager, Corporate Economic Studies

Corporate Information

Financial Statements

Auditors' Report

Touche Ross & Co.
Chartered Accountants

The Honourable Richard B. Hatfield,
Premier of the Province of New Brunswick,
Fredericton, New Brunswick.

Sir:

We have examined the balance sheet of The New Brunswick Electric Power Commission as at 31 March 1983 and the related statements of income, earnings invested in the business and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these financial statements present fairly the financial position of the Commission as at 31 March 1983 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

Touche Ross & Co.

Chartered Accountants

Fredericton, N.B.
June 24, 1983.

191 PROSPECT STREET — SUITE 306 — FREDERICTON, NEW BRUNSWICK E3B 2T7
TELEPHONE (506) 455-0340

Balance Sheet

as at 31 March 1983

Assets

	1983	1982
Fixed assets		
Land, buildings, plant and equipment, at cost, less accumulated depreciation, and construction-in-progress (Note 2)	$2,359,207,325	$2,207,380,637
Current assets		
Cash and short-term investments	8,685,971	166,048,562
Accounts receivable	81,909,326	73,591,577
Material, supplies and fuel, at cost	68,584,572	33,621,120
Prepaid expenses	2,239,675	120,192
	161,419,544	273,381,451
Deferred charges		
Unrealized foreign exchange differences, less amounts amortized (Note 3)	117,035,546	142,035,768
Nuclear unit decommissioning (Note 1.h.)	71,700,000	—
Debenture and note discount and issue expenses, less amounts amortized	25,463,911	26,380,981
Survey, engineering and training expenses in connection with expansion of facilities	928,417	977,281
Other	157,465	175,994
	215,285,339	169,570,024
Funds held for specified purposes		
Insurance fund	7,614,879	7,623,382
	$2,743,527,087	$2,657,955,494

On behalf of The New Brunswick Electric Power Commission

Leland W. McGaw, Chairman

Louis E. Landry, Vice-Chairman

Liabilities

	1983	1982
Long-term debt (Note 4)		
Guaranteed by the Province of New Brunswick		
Debentures and notes issued by the Commission	$1,855,731,210	$1,858,286,922
Note payable to Atomic Energy of Canada Limited	350,000,000	350,000,000
Loans from Northern Canada Power Commission	48,615,850	50,074,574
Loan from the Province of New Brunswick	882,553	2,191,219
Other long-term debt	7,448,908	7,561,691
	2,262,678,521	2,268,114,406
Less payments due within one year	49,148,465	77,149,974
	2,213,530,056	2,190,964,432
Current liabilities		
Bank indebtedness (Note 5)	7,689,427	13,333,849
Accounts payable and accruals	52,133,742	65,099,113
Accrued interest on debentures and notes issued by the Commission	75,193,249	58,786,100
Accrued interest on loan from the Province of New Brunswick	18,185	26,741
Current portion of long-term debt	49,148,465	77,149,974
Holdbacks on contracts in progress	5,410,653	6,046,884
Service deposits	942,011	650,351
	190,535,732	221,093,012
Deferred liabilities		
Customers' advances in aid of construction	464,349	464,349
Economy sales stabilization account (Note 6)	26,175,000	30,923,000
Irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning (Note 7)	73,360,329	—
	99,999,678	31,387,349
Reserves (Note 8)	151,450,235	137,877,991
Earnings invested in the business	88,011,386	76,632,710
	$2,743,527,087	$2,657,955,494

Statement of Income

For The Year Ended 31 March 1983

	1983	1982
Revenue		
Sales of power	$534,539,326	$497,778,922
Sales of steam	4,648,217	6,107,565
Miscellaneous	6,448,904	5,728,748
	545,636,447	509,615,235
Expenditure		
Purchased power	101,907,906	94,154,795
Generated power		
Fuel	153,906,447	150,291,428
Other (Note 9)	66,525,632	41,388,798
Operations, maintenance, administration and general	66,914,043	59,002,241
Depreciation	42,664,515	36,814,754
	431,918,543	381,652,016
Income before interest and exchange	113,717,904	127,963,219
Interest and exchange	220,880,115	178,983,092
Amortization of debenture discount and expense	3,129,522	2,545,104
Amortization of unrealized foreign exchange	7,102,193	10,179,979
	231,111,830	191,708,175
Less		
Income from sinking funds and other investments	26,003,851	28,680,306
Interest capitalized	111,592,995	90,578,091
	137,596,846	119,258,397
	93,514,984	72,449,778
Net operating income for the year before the following items	20,202,920	55,513,441
Generation equalization adjustment	3,572,244	19,594,920
Transfer to (from) economy sales stabilization account	(4,748,000)	15,490,000
	(1,175,756)	35,084,920
Net income before extraordinary item	21,378,676	20,428,521
Extraordinary item —gain on sale of 10% ownership interest of Dalhousie Unit No. 2 (Note 10)	—	5,024,911
Net income for the year	$ 21,378,676	$ 25,453,432

Statement of Earnings Invested in The Business

For The Year Ended 31 March 1983

	1983	1982
Balance at beginning of year	$76,632,710	$64,179,278
Net income for the year	21,378,676	25,453,432
	98,011,386	89,632,710
Appropriation to generation equalization reserve	10,000,000	13,000,000
Balance at end of year	$88,011,386	$76,632,710

Statement of Changes in Financial Position

For The Year Ended 31 March 1983

	1983	1982
Source of funds		
From operations		
Net income for the year	$ 21,378,676	$ 25,453,432
Amounts charged or credited to operations but not requiring an outlay of funds		
Nuclear fuel waste disposal and decommissioning	1,660,329	–
Provision for depreciation of buildings, plant and equipment	42,664,515	36,814,754
Vehicle depreciation	1,529,235	1,658,075
Amortization of debenture discount and expense	3,129,522	2,545,104
Amortization of unrealized foreign exchange	7,102,193	10,179,979
Transfer to (from) economy sales stabilization account	(4,748,000)	15,490,000
Generation equalization adjustment	3,572,244	19,594,920
Gain on sale of 10% ownership interest of Dalhousie Unit No. 2	–	(5,024,911)
Survey, engineering and training expenses written off	48,864	28,864
	76,337,578	106,740,217
Proceeds from notes and debentures issued less discount and expense	97,787,549	275,852,912
Contributions in aid of construction	499,065	675,419
Proceeds from sale of assets	84,815	19,575,468
Decrease in other deferred charges	18,529	16,424
Decrease (increase) in working capital exclusive of changes in current portion of long-term debt	109,406,136	(152,158,442)
	$284,133,672	$250,701,998
Application of funds		
Expenditure on fixed assets	$196,604,318	$185,712,731
Redemption of Commission debentures (net of available sinking funds)	52,287,221	33,035,344
Sinking fund deposits	33,670,626	24,009,097
Repayment of loan from Northern Canada Power Commission	1,458,724	1,378,529
Decrease in other long-term debt	112,783	6,566,297
	$284,133,672	$250,701,998

Notes to Financial Statements

31 March 1983

1. Summary of significant accounting policies

The financial statements, which have been prepared in conformity with generally accepted accounting principles as established in Canada, give effect to the Commission's mandate to set power rates.

a. Fixed asset additions and retirements

The cost of additions to fixed assets is the original cost of contracted services, direct labour and material, interest on funds used during construction and indirect charges for administration and other expenses, less credits for the value of power generated during commissioning. Administration and other expenses are capitalized during construction by applying a portion of such overheads to direct construction costs incurred each month.

Interest during construction is capitalized monthly on the basis of the interest costs of borrowings expended on plant under construction.

The cost of repairs and maintenance is charged to income while the cost of improvements is capitalized. For property replaced or renewed, the original cost plus removal cost less salvage and accumulated depreciation is charged or credited to depreciation expense in the statement of income.

Contributions in aid of construction, which include government grants in respect of new facilities, are netted against the cost of plant financed thereby. Amounts received from customers are being amortized over the estimated service lives of the related assets, and the resulting credit is offset against the corresponding provision for depreciation.

Depreciation is provided for all assets sufficient to amortize the cost of such assets, less estimated salvage value where applicable, over their estimated service lives. The nuclear generating station is depreciated using an escalating charge method with annual increases based upon a 3% factor. All other assets are depreciated on a straight-line basis. Depreciation is provided on the net cost of fixed assets in respect of which government grants have been provided. The estimated service lives of the main categories of fixed assets, which are reviewed periodically, are currently as follows:

Assets	*Years*
Hydro Generating Stations	68
Thermal Generating Stations	30
Nuclear Generating Station	*30
Gas Turbine Generating Station	25
Diesel Generating Station	20
Terminals and Substations	30
Transmission System	40
Distribution System	28
Buildings	40

* Currently under review

b. Inventories

Inventories of materials and supplies are valued at average cost. Fuel is valued at cost using the first-in, first-out method.

1. Summary of significant accounting policies (continued)

c. Debenture and note discount and issue expenses
The Commission amortizes debenture and note discounts or premiums and the expenses of issues over the lives of the issues to which they pertain.

d. Survey, engineering and training expenses in connection with expansion of facilities
Survey and engineering expenses relating to construction projects being considered are deferred until a project is authorized for construction by the Commission. Such costs together with certain training costs are then amortized against future income either directly or by annual depreciation charges resulting from certain of the items being capitalized. If a project is discontinued, all applicable costs are charged to income in that year.

e. Foreign exchange transactions
Long-term monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are translated to Canadian dollars at rates of exchange prevailing at the balance sheet date. The resulting differences between the translation at the date of the original transaction and at the balance sheet date are accumulated in an unrealized foreign exchange account which is shown on the balance sheet under deferred charges. This account is amortized to income over the remaining life of the related monetary assets or liabilities, except that amounts associated with the financing of major construction projects still in progress are deferred until the project is completed before being amortized over the then remaining life of the related monetary liabilities.

Exchange gains or losses resulting from transactions affecting current operations are reflected in income as realized.

f. Revenue
Billings to residential and general service customers are rendered monthly on a cyclical basis. All other customers are billed at the end of each month. The Commission does not accrue revenue in respect of items not billed at the end of a fiscal period.

g. Deferred costs or revenues
The Commission's power rates are established annually to recover its operating costs and a return on its investment consistent with prudent financial management. Each year certain factors, relating to water flow, nuclear operating conditions and economy sales transactions, which are largely outside the control of the Commission may result in costs or revenues which vary from those originally included in the calculation of revenue requirements. The Commission accounts for such variations through a Generation Equalization Adjustment and an Economy Sales Stabilization Account. Policies relating to nuclear operating conditions have been introduced for the first time in the current fiscal year following the successful bringing into service of the Point Lepreau Nuclear Generating Station. Previously, the generation equalization reserve was entitled water equalization reserve and dealt with water flow conditions only.

Generation Equalization Adjustment

In order to equalize the fluctuations in generating costs caused by variations from average water flow and nuclear operating conditions, the Commission annually charges or credits income with an amount calculated to adjust such costs to an average value. The offsetting debit or credit is included in the generation equalization reserve account.

1. Summary of significant accounting policies (continued)

The calculation of the adjustment is based on historical water flow data compiled over a period of 35 years and on the performance expectations of the nuclear generating station developed from comparable industry statistics and the operating experience of the nuclear unit itself.

Economy Sales Stabilization Account

The Commission annually charges or credits income with the difference between actual and forecast earnings on economy sales transactions with neighbouring utilities. The offsetting debit or credit is included in the Economy Sales Stabilization Account. Amounts so deferred are included in the calculation of future revenue requirements in equal instalments over a period of three years and are amortized to the income statement on this basis.

h. Irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning

In order to provide for the estimated future costs of permanently disposing of irradiated nuclear fuel and decommissioning the nuclear generating station to return the site to a state of unrestricted use, the Commission annually charges income with amounts calculated to be adequate along with investment income, to cover the total cost of these activities as they occur. The irradiated fuel requirement is calculated by reference to the amount of nuclear fuel consumed during a year; the decommissioning requirement is calculated by amortizing in equal annual instalments the estimated cost of decommissioning as of the date the unit was brought into service. This estimated cost is recorded on the balance sheet under deferred charges and represents the amount to be collected from customers over the life of the facility. The deferred liability account for irradiated fuel management and decommissioning represents the initial liability to decommission the nuclear generating station as of the date the facility was brought into service, adjusted annually for amounts charged for irradiated nuclear fuel disposal. Compounded annual interest, imputed at the rate of Canadian long-term borrowings, is added to the account based on total amounts collected from customers.

2. Fixed assets

	1983	1982
Land, buildings, plant and equipment, at cost		
Power generating stations	$2,158,668,180	$ 717,302,740
Transmission system	127,445,632	124,789,897
Substations	166,252,320	159,445,719
Distribution system	220,720,491	202,087,601
Other properties	9,511,879	9,238,496
Communications equipment	4,311,303	4,242,593
Motor vehicles and miscellaneous equipment	24,104,621	22,432,137
	2,711,014,426	1,239,539,183
Less contributions in aid of construction	8,124,098	7,625,034
Government grants — Mactaquac and HVDC facility	22,500,000	22,500,000
	30,624,098	30,125,034
	2,680,390,328	1,209,414,149
Less accumulated depreciation	346,407,214	303,841,039
	2,333,983,114	905,573,110
Construction in progress	25,224,211	1,301,807,527
	$2,359,207,325	$2,207,380,637

3. Unrealized foreign exchange differences, less amounts amortized

	1983	1982
Exchange adjustment at balance sheet date on debentures and notes issued by the Commission		
Payable in Swiss francs	$ 26,521,250	$ 42,398,000
Payable in United States dollars	133,209,825	138,410,582
Exchange adjustment at balance sheet date on loan from the Province of New Brunswick	474,817	687,446
Exchange premium on assets denominated in foreign currencies held in sinking funds maintained by the Province of New Brunswick		
Sinking fund for debentures and notes issued by the Commission	(17,523,755)	(14,671,518)
Sinking fund for loan from the Province of New Brunswick	(56,241)	(61,852)
Exchange premium on assets held in the insurance fund	(114,879)	(123,382)
	142,511,017	166,639,276
Less accumulated amortization	25,475,471	24,603,508
	$ 117,035,546	$ 142,035,768

4. Long-term debt

Debentures and notes issued by the Commission

Date of maturity	*Interest rate %*	1983	1982
Payable in Canadian dollars			
1985 17 March	13¼	$ 75,000,000	$ 75,000,000
1985 15 May	13¾	75,000,000	75,000,000
1987 15 March	5½	2,650,000	2,650,000
1988 1 November	5½	2,000,000	2,000,000
1989 15 October	8½	228,000	228,000
1990 10 January	11¼	50,000,000	50,000,000
1990 1 August	9	293,000	293,000
1991 1 July	5¾	5,000,000	5,000,000
1992 15 March	5½	7,350,000	7,350,000
1993 8 February	11¾	100,000,000	—
1993 1 November	5½	6,000,000	6,000,000
1994 15 June	5½	10,000,000	10,000,000
1994 31 December	5½	3,790,000	3,790,000
1995 1 May	6¼	15,000,000	15,000,000
1995 15 May	10⅜	20,000,000	20,000,000
1995 15 October	5¾	7,500,000	7,500,000
1996 1 January	6	13,800,000	13,800,000
1996 1 March	6	4,000,000	4,000,000
1996 1 October	6½	6,100,000	6,100,000
1996 15 November	7⅞	20,000,000	20,000,000
1997 15 October	8¾	20,000,000	20,000,000
1998 15 November	8½	25,000,000	25,000,000
1999 1 October	11	24,674,000	24,674,000
1999 31 December	5½	8,210,000	8,210,000
2000 1 March	10	50,000,000	50,000,000
2000 25 August	11⅞	35,000,000	35,000,000
2003 21 December	10¼	75,000,000	75,000,000
2005 10 January	11¼	50,000,000	50,000,000
		711,595,000	611,595,000
Payable in Swiss francs			
1985 20 April (SFr100,000,000)	4¼	60,815,000	60,815,000
1991 28 September (SFr76,000,000)	6	29,761,600	29,761,600
1992 30 August (SFr76,000,000)	5¼	34,207,600	36,008,000
1993 30 March (SFr95,000,000)	3¾	54,257,350	57,113,000
Canadian dollars at date of issue		179,041,550	183,697,600
Exchange adjustment at balance sheet date		26,521,250	42,398,000
		205,562,800	226,095,600

4. Long-term debt (continued)

Debentures and notes issued by the Commission (continued)

Date of maturity	*Interest rate %*	1983	1982
Payable in United States dollars			
1983 15 January	9	US$ —	US$ 28,000,000
1986 2 January	5¼	3,086,000	3,086,000
1986 1 November	5¼	1,265,000	1,645,000
1987 1 September	5¼	2,820,000	2,820,000
1988 1 October	17	60,000,000	60,000,000
1989 1 March	16¼	75,000,000	75,000,000
1990 15 April	5	8,746,000	9,418,000
1991 1 May	5½	9,890,000	10,489,000
1991 1 May	15	100,000,000	100,000,000
1991 15 November	6	17,500,000	17,500,000
1992 15 October	6½	15,000,000	15,000,000
1993 15 February	6⅞	15,000,000	15,000,000
1994 1 February	7¾	10,000,000	10,000,000
1994 1 March	9¾	62,000,000	65,000,000
1995 1 October	10½	75,000,000	75,000,000
1997 15 February	9	93,750,000	100,000,000
1998 1 April	7⅞	38,700,000	40,275,000
2001 1 May	9⅜	100,000,000	100,000,000
2004 1 April	8¾	50,000,000	50,000,000
2005 15 January	10	75,000,000	75,000,000
2007 1 August	8¾	75,000,000	75,000,000
United States dollars		887,757,000	928,233,000
Exchange premium at date of issue		CDN$ 74,436,537	CDN$ 75,361,478
Exchange adjustment at balance sheet date		133,209,825	138,410,582
		1,095,403,362	1,142,005,060
		2,012,561,162	1,979,695,660
Less sinking fund assets held in trust by the Province of New Brunswick			
Book value		139,306,197	106,737,220
Exchange premium on assets denominated in foreign currencies		17,523,755	14,671,518
		156,829,952	121,408,738
		$1,855,731,210	$1,858,286,922

4. Long-term debt (continued)

	1983	1982
Atomic Energy of Canada Limited		
Note payable in 25 equal annual instalments of principal and interest at 9.7064% per annum, commencing 1 April 1984	$350,000,000	$350,000,000
Loans from Northern Canada Power Commission		
Repayable in annual instalments of principal and interest at rates varying from 4½% to 8½% to the year 2011	$ 48,615,850	$ 50,074,574
Loan from the Province of New Brunswick		
For which debentures have been issued by the Province to provide funds for the Commission (payable in United States dollars)	US$ 2,030,000	US$ 2,985,000
Exchange adjustment at balance sheet date	CDN$ 474,817	CDN$ 687,446
	2,504,817	3,672,446
Less sinking fund assets held by the Province relating to such debentures		
Book value	1,566,023	1,419,375
Exchange premium on assets denominated in foreign currencies	56,241	61,852
	1,622,264	1,481,227
	$ 882,553	$ 2,191,219
Other long-term debt		
City of Campbellton — in respect of the purchase of distribution system; payable, together with interest at 9¼% per annum, in equal annual instalments to the year 1993	$ 1,078,738	$ 1,142,981
Government of Canada — in respect of the construction of a transmission line from Coleson Cove to Salisbury; payable, together with interest at rates varying from 9¼% to 9⅝% per annum, in equal annual instalments of principal and interest to the year 2011	6,370,170	6,418,710
	$ 7,448,908	$ 7,561,691

4. Long-term debt (continued)

Long-term debt payments

Long-term debt maturities (after deducting available sinking funds) and sinking fund requirements in respect of debt outstanding at 31 March 1983 are as follows for the five years ending 31 March 1988:

	Canadian dollars	U.S. dollars	Swiss francs
Year ending 31 March 1984	$ 9,304,170	$26,050,000	SFr 13,000,000
Year ending 31 March 1985	88,124,954	27,594,000	13,000,000
Year ending 31 March 1986	90,594,101	27,772,000	113,000,000
Year ending 31 March 1987	17,160,253	26,819,000	13,000,000
Year ending 31 March 1988	17,139,687	26,489,000	13,000,000

Sinking funds

The Minister of Finance of the Province of New Brunswick, as Trustee for the Commission, maintains a sinking fund for all debenture issues requiring same. Sinking fund investments are carried at cost, and the earnings are reflected in the Commission's income. Commission debentures held in the fund are not cancelled until maturity.

Issues of debentures of the Commission requiring annual redemption for sinking fund purposes provide that the Commission may satisfy its obligation by purchasing outstanding debentures of the respective issues at any time at prices not exceeding 100% of the principal amount thereof. The debentures so used to satisfy sinking fund obligations are cancelled with notification to the Minister of Finance and are not reissued. Any profit or loss resulting from such transactions is reflected in income.

5. Short-term line of credit

The Commission has bank lines of credit guaranteed by the Province of New Brunswick for short-term borrowings totalling $130,000,000. The amount of such short-term borrowings at 31 March 1983 was $100,000 (1982 — $1,575,000) and is reflected on the balance sheet, together with outstanding cheques, under the caption "Bank Indebtedness".

6. Economy Sales Stabilization Account

	1983	1982
Balance at beginning of year	$30,923,000	$15,433,000
Excess of actual over forecast earnings from economy sales for year	8,637,000	21,657,000
	39,560,000	37,090,000
Less amount amortized	13,385,000	6,167,000
Balance at end of year	$26,175,000	$30,923,000

7. Irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning

	1983	1982
Liability at beginning of year	$ —	$ —
Estimated cost of decommissioning	72,000,000	—
Estimated cost of disposal of nuclear fuel consumed during the year	1,360,329	—
Interest imputed during the year	—	—
Liability at end of year	$ 73,360,329	$ —

The estimates are based on a detailed study of the future costs of decommissioning the nuclear generating station and permanently disposing of irradiated nuclear fuel, taking into account various assumptions regarding the method and timing of dismantlement of the nuclear facility, the cost of transportation to long-term disposal facilities, and estimates of future interest and inflation rates. In order to ensure that adequate funds will be available, and in view of potential advances in the technology of decommissioning, and disposal of irradiated nuclear fuel, the Commission intends to review these costs periodically, making adjustments to the estimates and the amounts charged as may be required.

8. Reserves

	1983	1982
Generation equalization	$143,950,235	$130,377,991
Insurance	7,500,000	7,500,000
	$151,450,235	$137,877,991

Generation equalization reserve
In addition to the annual adjustment to generation cost described in Note l.g., the Commission annually increases the generation equalization reserve by appropriations from earnings invested in the business as it deems advisable. Total appropriations to the reserve amounted to $111,000,000 at 31 March 1983 (1982 - $101,000,000).

Insurance reserve
This reserve has been established by appropriations from earnings invested in the business and serves as a self-insurance fund to complement the insurance coverage maintained with insurance companies.

9. Point Lepreau commissioning power

During the period of commissioning of the Point Lepreau Nuclear Generating Station, the value of power generated, amounting to $23,656,623, was credited to the construction costs and charged to 'generated power — other', in accordance with the Commission's stated accounting policies.

10. Extraordinary item

During the fiscal year ended 31 March 1982, the Commission finalized an agreement covering the sale and operation of a 10% ownership interest of Dalhousie Unit No. 2 to Maritime Electric (P.E.I.) Limited, a wholly-owned subsidiary of Maritime Electric Company Limited of Prince Edward Island. The sale proceeds of $19,268,426 resulted in a realized gain to the Commission of $5,024,911. The Commission continues to operate the plant and receives an operator's fee based on the value of Maritime Electric's ownership interest, as well as recovering the operation and maintenance costs related to that interest. Under a separate agreement, the Commission also receives revenue for providing transmission facilities.

11. Capital commitments

It is estimated that during the fiscal year ending 31 March 1984, a total of approximately $63,841,000 will be expended on all capital projects.

12. Contingent liability

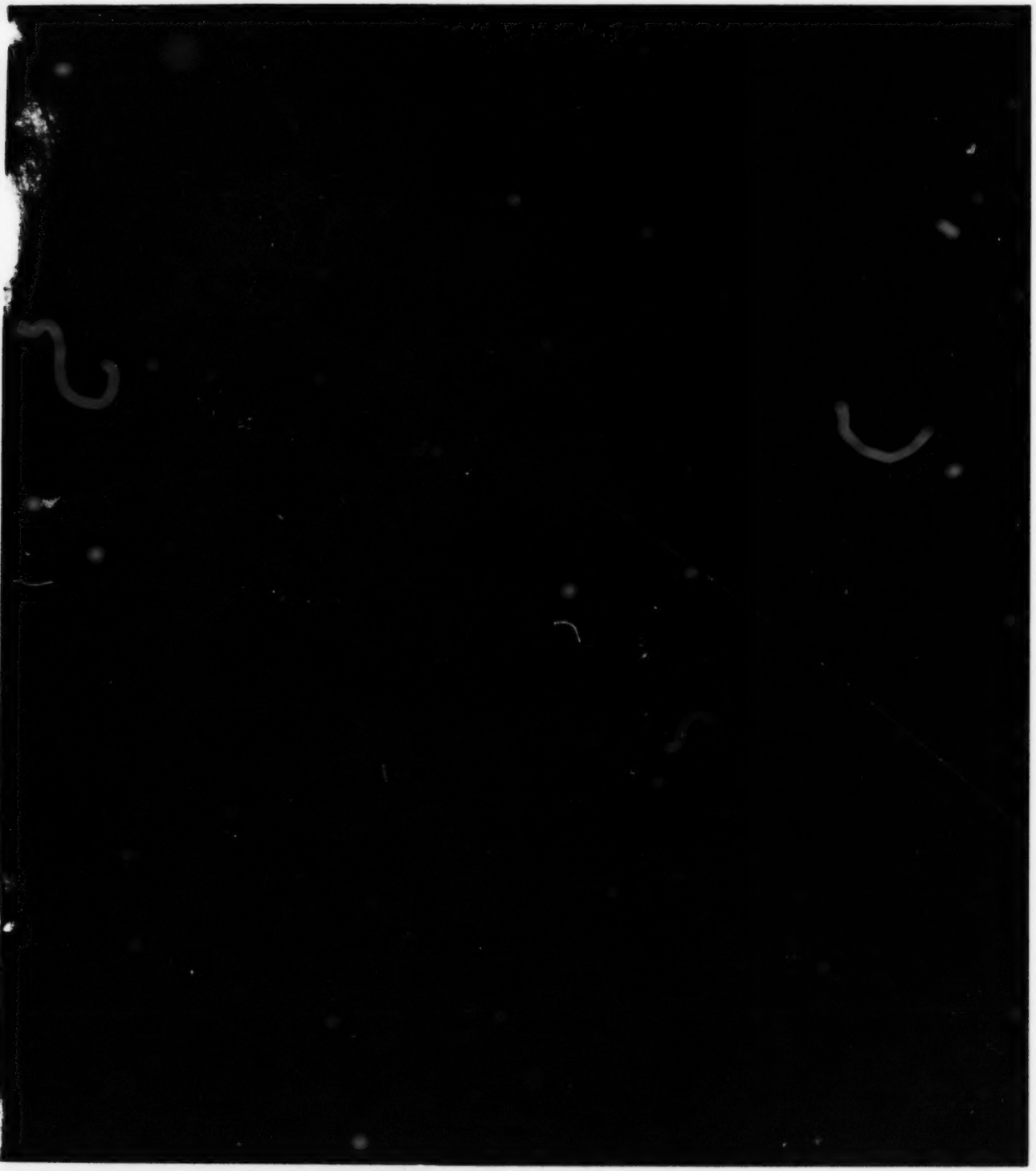
The Commission, to be assured of an adequate supply of coal, has guaranteed payments of N.B. Coal Limited, a corporation controlled and owned by the Crown in right of the Province, under a loan obligation and lease agreement for the acquisition of a dragline for use in mining coal. The maximum potential exposure over a 17 year period is $33,000,000. In exchange for its guarantee, the Commission is entitled to the total coal production at cost and to an assignment of the dragline and associated mining rights should N.B. Coal Limited default under any terms of the lease agreement. During the fiscal year ended 31 March 1983, total coal purchases from N.B. Coal Limited amounted to $27,019,612 (1982 - $25,311,719). At 31 March 1983, the Commission owed N.B. Coal Limited $4,782,321 (1982 - $3,530,515).

13. Sales of power

Sales of power include $148,403,687 (1982 - $113,416,700) to utilities in the United States.

The price of these sales includes incremental fuel costs and operating costs plus a margin of net benefit to the Commission.

System Map



The New Brunswick Electric Power Commission

Legend

- 345 kV
- 345 kV (Operating at 138 kV)
- 230 kV
- 138 kV
- 138 kV (Operating at 69 kV)
- In Service
- HVDC Converter Station
- Interconnections

Generating Station Data

	No. of Units	Nameplate Capacity kW
Hydro		
Mactaquac	6	600 000
Beechwood	3	115 000
Grand Falls	4	63 000
Tobique	2	20 000
Sisson	1	10 000
Milltown	7	3 900
Total Hydro	23	811 900
Nuclear		
Point Lepreau	1	630 000
Total Nuclear	1	630 000
Oil/Coal		
Coleson Cove (Oil)	3	1 005 000
Courtenay Bay (Oil)	4	263 365
Dalhousie (Oil/Coal)	2	280 000
Grand Lake 2 (Coal)	4	85 000
Chatham (Coal/Oil)	2	32 500
Total Oil/Coal	15	1 665 865
Gas Turbine		
Moncton	1	25 000
Total Gas Turbine	1	25 000
Diesel		
Grand Manan	5	3 811
Total Diesel	5	3 811
Grand Total	45	3 136 576

Table des matières

3 Commentaires

4 Exploitation

6 Finances

8 Ressources humaines

10 Communications et commercialisation

10 Développement

14 Bilan de la production et des ventes

15 Organigramme

17 États financiers

33 Le réseau

Faits saillants de l'année

Point Lepreau, le premier CANDU-600 du monde à être mis en service, a atteint la pleine puissance en mars 1983 et fournit 13,7 pour cent de l'électricité consommée dans la province.

En février 1983 a commencé l'exportation de 205 000 kW d'électricité régulière sous contrat en provenance de Point Lepreau.

Les revenus issus des ventes aux entreprises d'électricité interconnectées ont enregistré une hausse de 38,3$ millions par rapport à l'exercice financier précédent.

Maritime Nucléaire, une entreprise en participation a été fondée par Énergie Atomique du Canada Limitée et Énergie N.-B. pour étudier les possibilités de construire un second groupe nucléaire à Point Lepreau.

En fin d'année, la première phase de la seconde interconnexion avec Hydro-Québec a été achevée, et sa mise en exploitation a commencé au début du nouvel exercice financier.

Commentaires

le 24 juin 1983

A Son Honneur G. F. Stanley
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick

Plaise à Votre Honneur,

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick a l'honneur de vous présenter, conformément à la Loi sur l'énergie électrique, chapitre E-5 des Lois revisées du Nouveau-Brunswick de 1973, le rapport suivant pour la période de douze mois se terminant le 31 mars 1983.

Respectueusement soumis,

Leland W. McGaw, président
La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

Leland W. McGaw
Président

Arthur J. O'Connor
Directeur général

Le 24 juin 1983

A Son Honneur C. F. Stanley
Lieutenant-gouverneur du
Nouveau-Brunswick

Plaise à Votre Honneur

La Commission d'énergie électrique du
Nouveau-Brunswick a l'honneur de vous
présenter conformément à la Loi sur
l'énergie électrique, chapitre E-5 des Lois
revisées du Nouveau-Brunswick de 1973
le rapport suivant pour la période de douze
mois se terminant le 31 mars 1983.

Respectueusement soumis,

Leland W. McCaw, président
La Commission d'énergie électrique
du Nouveau-Brunswick

Commentaires

Le point culminant de l'année a été le succès du démarrage de la centrale de Point Lepreau qui a atteint la pleine puissance le 27 mars 1983 et qui a été le premier CANDU 600 du monde à être mis en exploitation. D'autres groupes de même catégorie sont entrés en service à une date ultérieure au Québec, en Corée, et en Argentine.

Le deuxième fait remarquable de l'année fut l'augmentation considérable des revenus de la Commission en raison du grand volume des ventes d'énergie exportée et du commencement des ventes sous contrat de l'énergie et de la puissance de Point Lepreau aux entreprises participantes de la Nouvelle-Angleterre.

La récession économique mondiale a été largement ressentie dans les industries forestières de la province, grandes consommatrices d'énergie. Aussi, pour la seconde fois seulement dans l'histoire de la Commission, le total des ventes à l'intérieur de la province a enregistré une baisse. Néanmoins, le volume des ventes domestiques a augmenté, essentiellement grâce aux nombreuses conversions au chauffage électrique.

Malgré la baisse des ventes à l'intérieur de la province et la stabilité des tarifs de l'électricité, le revenu total a augmenté de $36 millions cette année pour atteindre $545,6 millions. Cela s'explique par la croissance des exportations et l'augmentation du revenu unitaire de l'équipement de production issu de ces ventes. Le bénéfice net pour l'année s'est élevé à $21,4 millions.

Avec l'achèvement de l'important programme d'expansion lancé au milieu des années 70, la Commission a commencé à opérer une profonde réaffectation du personnel pour tenir compte de l'importante réduction du programme de construction. Des efforts majeurs sont déployés pour accroître la productivité et l'efficacité dans le travail ainsi que pour dynamiser le secteur de commercialisation à la fois sur la scène domestique et extérieure. Sur le plan domestique, les bienfaits de l'électricité seront mis en valeur pour inciter les abonnés à choisir cette énergie comme source efficace de remplacement. Sur le plan d'exportation, l'objectif est de trouver des débouchés supplémentaires pour la puissance et l'énergie de façon à bénéficier au maximum des installations déjà en place. Les ventes d'exportations ont apporté 35 pour cent des revenus réalisés au cours de l'exercice financier.

Énergie Atomique du Canada Limitée et Énergie N.-B. ont créé à Fredericton une entreprise en participation, "Maritime Nucléaire", destinée à étudier la faisabilité de construire un second groupe nucléaire à Point Lepreau. Cet organisme examinera en détail et à des fins d'exportation à long terme, les possibilités commerciales, le financement, l'obtention des licences et la construction d'un tel groupe.

Alors que l'excellent rendement continu des centrales CANDU rehausse la perspective de ce projet, le potentiel immédiat du marché d'exportation vers la Nouvelle-Angleterre se trouve diminué par l'existence dans cette région de surplus de capacité de production.

Le rendement de la centrale de Point Lepreau aura une grande incidence sur les coûts de production. Les vérificateurs de la Commission ont approuvé et adopté une nouvelle procédure comptable qui tient compte des différents niveaux de rendement de la centrale. L'objectif est de normaliser les coûts de production et en conséquence d'atténuer les effets immédiats des différentes conditions d'exploitation de la centrale sur les abonnés de la Commission.

Au cours de l'exercice financier 1982/83, la Commission s'est engagée dans une nouvelle voie. En réalité, après une période de grande expansion, notre entreprise a dû s'adapter à un rythme de travail plus normal tout en supportant les effets de la récession économique. Les mesures prises pendant l'année ont permis d'accroître la productivité et la rentabilité du travail au sein de la Commission tout en tenant compte à la fois des réalités et des perspectives du moment.

Animés par une volonté commune, la direction et l'ensemble des employés de la Commission s'emploient à satisfaire continuellement les besoins en énergie de la population du Nouveau-Brunswick et ceci au sein d'une entreprise efficace, productive et saine sur le plan financier.

Hon. Leland W. McGaw
Président

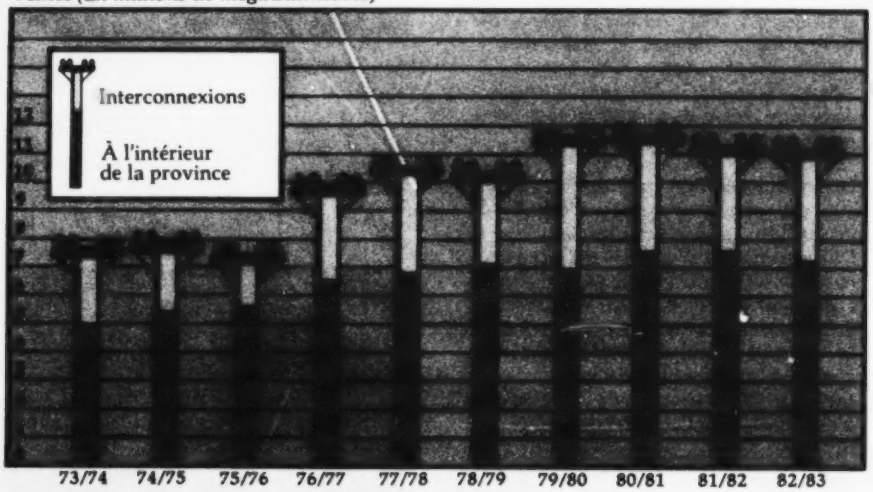
Arthur J. O'Connor
Directeur général

Exploitation

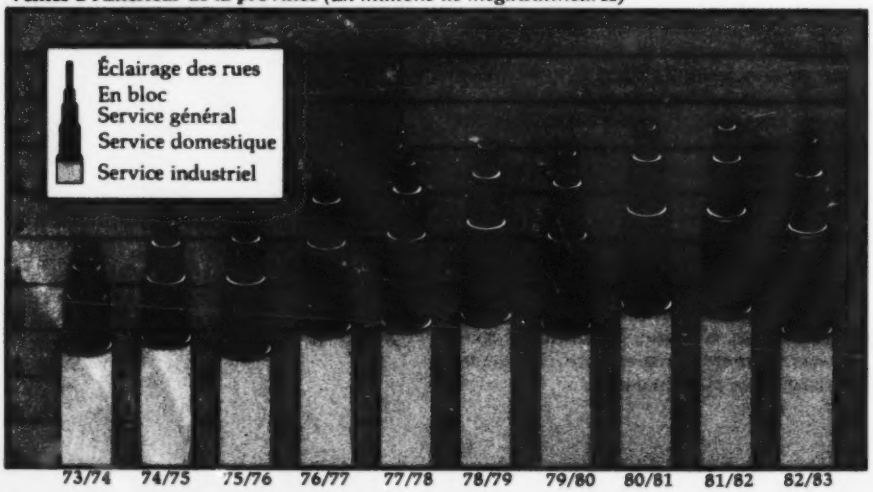
Les ventes d'énergie aux entreprises interconnectées avec la Commission se sont élevées à 3 568 044 000 kW.h, soit une croissance de 4 pour cent par rapport à l'année précédente. L'augmentation des exportations d'énergie s'explique par les conditions favorables des marchés américains qui continuent à avoir recours à ces ventes d'énergie interruptible. Elle résulte aussi de la mise à exécution des accords de participation à la production de Point Lepreau qui portent sur la vente de 205 000 kW à Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company, Boston Edison Company et Eastern Maine Electric Cooperative Incorporated. Ces accords sont entrés en vigueur le 1er février 1983 et continuent jusqu'au 31 octobre 1990.

Le niveau des exportations d'énergie interruptible aux entreprises de l'Île-du-Prince-Édouard, de la Nouvelle-Écosse et de la Nouvelle-Angleterre a été de 0,6 pour cent supérieur à celui des années précédentes. De même le revenu issu de ces exportations d'énergie n'avait jamais été réalisé dans le passé. C'est principalement pendant la deuxième partie de l'année que la Commission a pu atteindre ces résultats, étant donné les conditions hydrauliques favorables, la chute du prix mondial du pétrole, la disponibilité de l'énergie de Point Lepreau et la possibilité d'acheter de l'énergie en provenance d'Hydro-Québec. Tous ces facteurs ont contribué à mettre à la disposition de la Commission des installations de production efficaces qui, en plus de satisfaire la charge provinciale, ont produit de l'électricité nécessaire à ces ventes.

Ventes *(En millions de mégawattheures)*



Ventes à l'intérieur de la province *(En millions de mégawattheures)*



Le total de l'électricité produite ou achetée s'est élevé à 12 161 686 535 kW.h, soit 1 pour cent de moins que l'année précédente. Cette baisse est le résultat d'un hiver particulièrement clément et des conditions économiques défavorables qui ont sévèrement touché le secteur industriel et en particulier l'industrie des pâtes et papiers.

Les achats d'énergie, qui représentent un total de 3 768 953 435 kW.h, ont diminué de 5,9 pour cent pendant cette année. La grande partie provenait d'Hydro-Québec qui a fourni 97,3 pour cent des achats, tandis que le reste était fourni par d'autres entreprises et des industries de la province.

Les groupes thermiques et hydrauliques de la Commission ont produit 4 343 347 000 kW.h et 2 628 080 000 kW.h d'énergie respectivement, soit une diminution de 13,8 pour cent pour les groupes thermiques et de 19 pour cent pour les groupes hydrauliques. La production thermique a diminué surtout à cause de la mise en service du groupe de Point Lepreau, synchronisé avec le réseau le 11 septembre 1982, et fonctionnant pour la première fois à 100 pour cent de sa pleine puissance le 27 mars 1983. À la fin de l'exercice financier, ce groupe avait fait une contribution de 1 421 287 000 kW.h au réseau.

Les ventes d'énergie aux abonnés des services domestique et général ont connu cette année une augmentation de 5 et 1,2 pour cent respectivement. La croissance des ventes aux abonnés domestiques est principalement attribuable à la conversion au chauffage électrique dans près de 5 000 unités de logement.

Un fléchissement de 13,1 pour cent de la consommation d'énergie dans le secteur industriel a entraîné une réduction de 4,1 pour cent du total des ventes à l'intérieur de la province par rapport à l'année précédente. Cette baisse des ventes globales d'énergie met en évidence le marasme général ressenti au cours de l'année. Toutefois on peut espérer que la reprise économique qui s'est dessinée en fin d'année renverse la tendance défavorable enregistrée pour les ventes industrielles au cours de l'exercice écoulé. De plus, les programmes de modernisation et d'expansion instaurés par l'industrie des pâtes et papiers ainsi que l'exploitation prévue de nouvelles mines de potasse et de molybdène/tungstène devraient augmenter la charge de 100 000 kW dans un avenir proche.

Doug Belding, un pêcheur des environs relève ses paniers à homards dans la baie de Fundy près de la centrale de Point Lepreau.

La demande de pointe provinciale a eu lieu le 10 février 1983 et était de 1 437 900 kW, soit une chute de 9,3 pour cent par rapport à celle de l'année précédente. Par contre, la demande brute, exportations comprises, s'est élevée à 2 391 400 kW, soit une hausse de 3,3 pour cent par rapport à la période de pointe précédente.

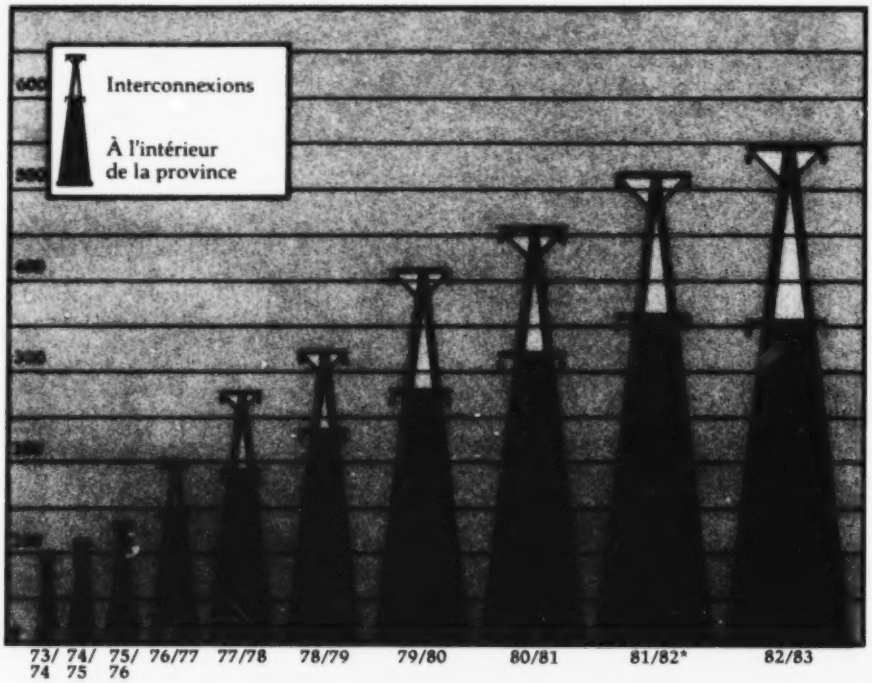
À date du 31 mars 1983, la Commission desservait 230 749 abonnés, soit une hausse de 3 619. La consommation annuelle moyenne d'électricité était de 10 611 kW.h par abonné domestique alors qu'elle était de 10 265 kW.h l'année précédente.

L'utilisation et la charge du réseau de transport ont connu un accroissement, vu l'addition de 630 000 kW en provenance de Point Lepreau. Le réseau de transport n'a pas souffert d'interruption majeure au cours de l'année.

La charge provinciale a été alimentée à partir des sources suivantes: achats 33,2 pour cent, production hydraulique 30,6 pour cent, production nucléaire 13,7 pour cent, production à partir du mazout 11,8 pour cent et à partir du charbon 10,7 pour cent.

Revenue
(En millions de dollars)

* Comprend le poste extraordinaire



Finances

Le revenu découlant de l'exploitation du réseau s'est élevé cette année à $545,6 millions, soit une augmentation de $36 millions par rapport à l'exercice précédent. Les revenus issus de l'exploitation des interconnexions ont augmenté de $38,3 millions tandis que ceux réalisés par les ventes à l'intérieur de la province ont enregistré une baisse de $2,3 millions. Ce mauvais résultat est la conséquence de la récession économique.

Les dépenses consacrées à l'achat de combustible et d'électricité ont augmenté de $11,3 millions pour atteindre $255.8 millions. Parallèlement, les frais d'exploitation, d'entretien et les frais généraux se sont élevés à $133,4 millions, ce qui représente une augmentation annuelle de $33 millions, dont $23,7 représentent la valeur de l'électricité produite pendant la mise en service de Point Lepreau. Les $9,3 millions restants sont dûs à l'augmentation des coûts de la main-d'oeuvre et des matériaux. Le coût de l'amortissement a augmenté de $5,9 millions pour atteindre $42,7 millions tandis que les dépenses nettes d'intérêt se sont montées à $93,5 millions, soit $21,1 millions de plus que l'année précédente. L'accroissement du coût d'amortissement et des dépenses nettes d'intérêt enregistré cette année s'explique principalement par la mise en exploitation commerciale de la centrale de Point Lepreau.

Il existait à la Commission une politique visant à normaliser les coûts de production qui varient de façon imprévisible selon les fluctuations des débits d'eau. Cette année, il a fallu tenir compte des éventuelles variations de production de la centrale de Point Lepreau qui peuvent aussi influencer les coûts de production et qui resteront de même, dans une large mesure, imprévisibles. Dans ce but, la Commission a décidé de remplacer la Réserve pour la normalisation des conditions hydrauliques par une Réserve pour la normalisation de la production pour tenir compte à la fois des variations de production nucléaire et des débits d'eau. La production d'électricité nucléaire et les débits des cours d'eau ont été cette année au-dessus de la normale; aussi un montant de $3,6 millions a été imputé à l'exploitation et viré à la Réserve pour la normalisation de la production.

Cette année, les ventes d'économie aux entreprises d'électricité voisines ont rapporté $8,6 millions de plus que prévu. L'amortissement des augmentations imprévues provenant des ventes d'économie réalisées les années précédentes a coûté $13,3 millions. On a donc effectué cette année un virement de $4,7 millions du Compte de stabilisation des ventes d'économie au Compte des bénéfices.

Le bénéfice net réalisé cette année s'est élevé à $21,4 millions, soit une baisse de $4,1 millions par rapport à l'année précédente. Les bénéfices conservés dans l'entreprise sont passés à $88 millions après déduction de l'affectation de $10 millions à la Réserve de normalisation de la production. Le total de ces affectations s'élève actuellement à $111 millions.

Le total des dépenses d'immobilisations pour l'année financière a été de $196,6 millions dont $162,9 millions ont été affectés à la centrale de Point Lepreau et le solde de $33,7 millions a été utilisé pour financer l'agrandissement ou l'aménagement d'autres installations.

Machine à rechargement du combustible CANDU de Point Lepreau. Sa conception unique lui permet de fonctionner quand le réacteur est en marche.

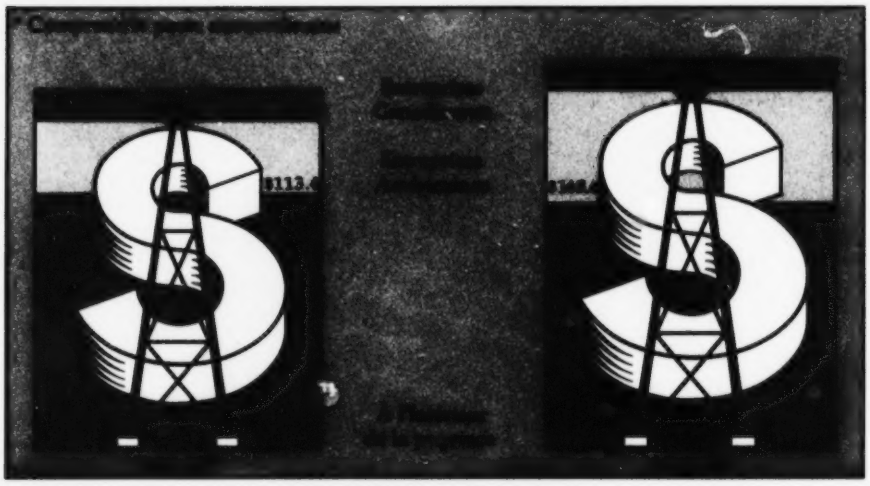
Afin d'obtenir des fonds pour les programmes de construction d'immobilisations, on a contracté un emprunt de 100 millions de dollars canadiens en billets à 11¾ pour cent pour 10 ans à la date du 8 février 1983, émis publiquement au Canada. La subvention d'intérêt sur le prêt de $350 millions de l'Énergie Atomique du Canada Limitée s'est élevée à $102 millions pour l'année, alors qu'à date du 31 mars 1982, ce total était de $84,1 millions. Cet accord fut le fruit du règlement d'un certain nombre de questions restées en attente.

La centrale de Point Lepreau représente une adjonction importante à l'équipement de production de la Commission. Le caractère spécifique de cette centrale implique une technologie donc des coûts d'exploitation ainsi que des besoins futurs différents de ceux des centrales classiques. C'est pourquoi la Commission a dû adopter de nouvelles conventions et procédures comptables.

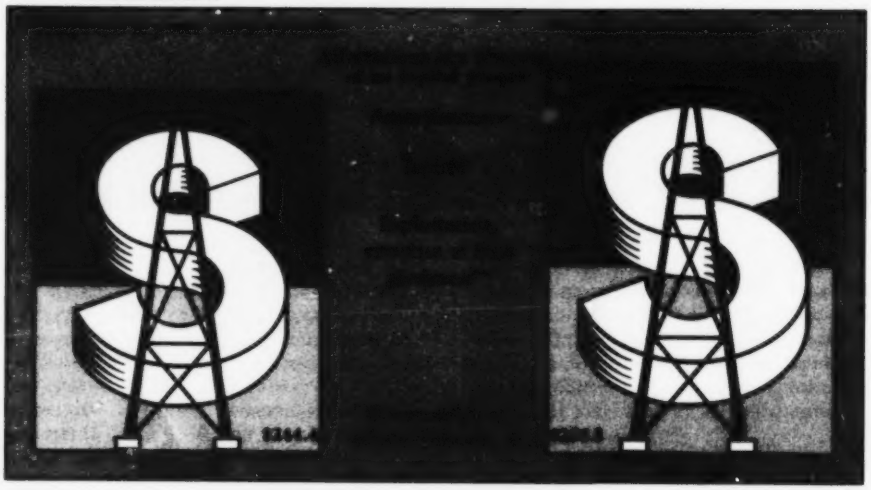
Afin de s'assurer que les fonds nécessaires seront disponibles à l'avenir, la Commission a décidé de porter annuellement aux résultats des montants qui, ajoutés aux revenus de placement, seront suffisants pour pourvoir aux coûts de l'évacuation définitive des déchets de combustibles nucléaires irradiés et de l'abandon des activités nucléaires afin que l'emplacement ne soit plus assujetti à un usage restreint. Ces montants sont comptabilisés à partir des estimations basées sur des études des coûts futurs afférents à ces activités. Des vérifications périodiques seront effectuées pour déterminer l'exactitude des estimations des coûts et tout redressement sera imputé de façon régulière.

Afin de faire un équilibre entre les frais relatifs à la centrale nucléaire et les bénéfices qui en découleront, la Commission a adopté un principe d'amortissement selon la méthode d'indexation des prix plutôt que la méthode linéaire utilisée pour l'amortissement des autres immobilisations. Le taux d'amortissement de 3 pour cent est utilisé pour calculer le montant annuel croissant qui amortira le coût total de la centrale pendant la durée de son utilisation.

Sources du revenu
(En millions de dollars)



Répartition des revenus
(En millions de dollars)



Ressources Humaines

Au cours de l'année, la Commission et les représentants des employés ont réussi à conclure trois conventions collectives régissant le travail de plus de 2 000 employés. Par ces conventions, la Commission a l'assurance d'une autre année de stabilité en termes de relations de travail.

Durant l'année, les avantages sociaux ont fait l'objet d'une étude approfondie et de modifications qui ont à la fois réduit les primes globales payables par les employés et la Commission et offert aux employés une meilleure protection dans le cadre du régime des soins médicaux.

Le 31 mars 1983, 2 663 employés permanents et temporaires étaient au service de la Commission, soit une augmentation inférieure à 1 pour cent par rapport aux effectifs de l'année financière précédente.

La constitution de comités de sécurité répartis à travers la province est demeurée au premier plan des préoccupations de la Commission. Ces comités de sécurité composés de représentants des ouvriers et du patronat se sont réunis à intervalles réguliers pour discuter et mettre en oeuvre des améliorations dans les méthodes de travail.

Le hall de la turbine de Point Lepreau.

Aucun accident mortel n'est survenu au cours de l'année et les efforts accrus déployés à la fois au niveau des divisions Production et Distribution ont permis de réduire de 14 pour cent le pourcentage du nombre des accidents de travail.

Un soutien actif a été accordé à divers programmes de formation qui offrent aux employés la possibilité d'acquérir et d'approfondir les compétences nécessaires pour leur travail. Priorité a été donnée également à la formation de nouvelles compétences dans le domaine technologique et ceci pour faire face aux exigences de l'utilisation croissante de l'ordinateur comme instrument de travail.

Communications et Commercialisation

Divers programmes de communications ont été mis au point au cours de l'année pour répondre au désir du public d'être mieux informé sur les questions énergétiques et les opérations de la Commission et pour tenir compte des changements qui ont eu lieu au sein de la Commission.

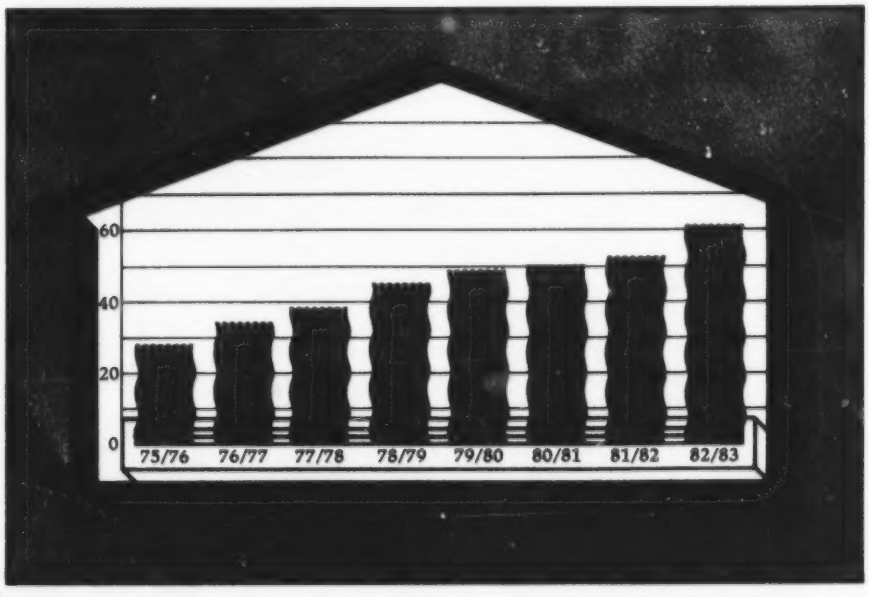
Un des aspects les plus remarquables dans le domaine des rapports avec les abonnés est la sensibilisation publique accrue aux avantages concurrentiels de l'électricité.

Pour faire face à l'augmentation de la demande de la part des abonnés, la Commission a mis au point une nouvelle stratégie de commercialisation à deux volets: le premier est d'encourager les abonnés à utiliser l'électricité de façon raisonnable et efficace, et le second à convertir leur système de chauffage à l'électricité. Suite à de nombreuses séances de formation du personnel de district portant sur les techniques de conservation de l'énergie, les solutions de rechange et les programmes d'aide aux abonnés, une campagne publicitaire a été lancée pour principalement encourager les abonnés à consulter des conseillers avisés avant de se décider à apporter des modifications importantes à leurs systèmes de chauffage.

Le programme d'éducation énergétique de la Commission, qui a pour but d'aider les éducateurs à enseigner les principes de sécurité en matière d'électricité, a continué de susciter un vif intérêt dans toutes les écoles de la province. Au cours de l'année, le premier Symposium sur l'enseignement et l'énergie dans les Maritimes a été tenu. De même, l'introduction dans les écoles de la province de matériel pédagogique sur l'énergie a connu du progrès.

Les sondages, quantitatifs et qualitatifs, et l'évaluation des tendances et des attitudes du public ont tenu une grande place dans l'ensemble du programme de communications et ont aidé la Commission à mieux comprendre les besoins de ses abonnés et à mieux les satisfaire.

La Commission a continué à collaborer étroitement avec l'Organisation des mesures d'urgence de la province en vue de préciser davantage le rôle qu'elle doit jouer dans le cadre du Plan d'urgence applicable à l'extérieur de la centrale de Point Lepreau concernant les informations à communiquer au public. De plus, son programme d'information, déjà lancé, s'est poursuivi; plusieurs réunions publiques ont été tenues dans les communautés environnantes, l'enquête démographique a été mise à jour et le Guide des mesures à prendre a été distribué aux habitants de la région.



Développement

Approuvée par l'Office national de l'énergie (ONE), l'exportation de 205 000 kW à partir de la centrale de Point Lepreau a commencé le 1er février 1983. En décembre 1982 l'ONE a donné son accord de principe à l'exportation d'autres 130 000 kW. Au cours de l'année, la Commission a conclu avec la Commonwealth Electric Company de Wareham, Massachusetts, et la Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company (MMWEC) des contrats d'exportation de 25 000 kW et 35 000 kW respectivement produits par la centrale de Point Lepreau. En fin d'année, le contrat établi avec la MMWEC demeurait en main tierce sous réserve de l'approbation réglementaire aux États-Unis et de la conclusion des accords concernant le transport de l'énergie et de la puissance. Quant au contrat signé avec la Commonwealth Electric, il faisait l'objet d'examen de l'ONE à des fins d'approbation. Une audience publique de l'ONE est prévue pour l'été 1983 à l'issue de laquelle cet organisme devra se prononcer entre autres sur ce sujet.

Un autre contrat devra être approuvé par l'ONE. Il s'agit du contrat conclu en janvier 1983 avec Central Maine Power pour la vente à partir du réseau de la Commission d'abord de 100 000 kW de puissance et d'énergie jusqu'en octobre 1983 et ensuite de 150 000 kW jusqu'en octobre 1991. Cet accord assure à la Commission des débouchés d'exportation ainsi que certains droits de transport à travers l'état du Maine et lui permet d'améliorer ses installations de transport déjà en place.

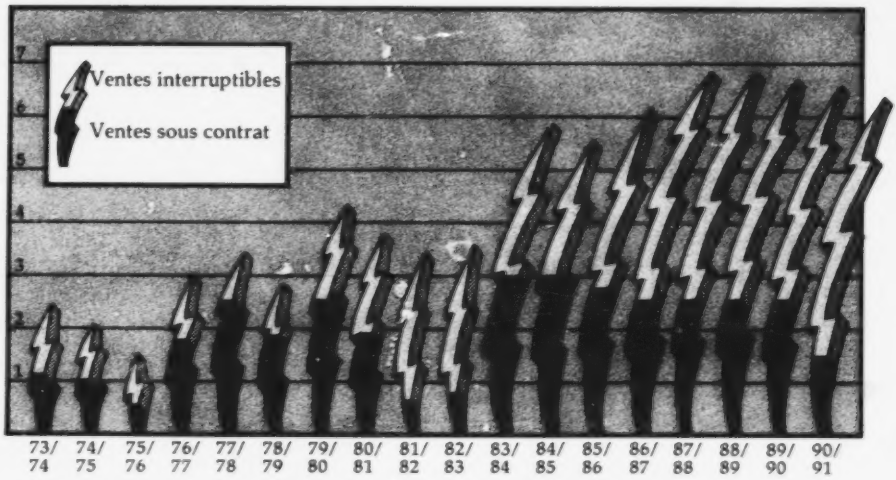
Coucher de soleil sur le poste de commutation de Point Lepreau.

Les travaux techniques et de construction afférents à une nouvelle interconnexion temporaire à 138 000 volts entre le réseau du Nouveau-Brunswick et celui d'Hydro-Québec ont été achevés en fin d'année. Cette interconnexion est entrée en service au début du nouvel exercice financier pour desservir la région d'Edmundston. Ceci constitue la première phase du programme d'aménagement d'une seconde interconnexion importante à 345 000 volts avec Hydro-Québec, dont l'entrée en service est prévue pour 1985. Une fois achevée, cette nouvelle interconnexion doublera la capacité de transport entre les deux réseaux, soit à plus de 1 000 000 kW. De même, la Commission étudie sérieusement les possibilités d'expansion de ses installations d'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre.

Un accord a été conclu pendant l'année avec la ville de Hartland, et un autre accord devrait se concrétiser officiellement avec la ville de Woodstock, relativement à l'élévation du bief d'amont du barrage de Mactaquac d'une hauteur d'un mètre environ. On a prévu d'effectuer les travaux préparatoires de déboisement et autres de façon à ce que le niveau du bief d'amont soit élevé au printemps 1984.

La réutilisation pratique de l'eau chaude évacuée par les centrales thermiques constitue une préoccupation permanente pour la Commission. C'est ainsi qu'elle a apporté une contribution active au développement de la serre-modèle située à la centrale de Grand Lake. Financé par des fonds communs versés par l'Association canadienne de l'électricité, le Secrétariat de l'énergie du Nouveau-Brunswick, Énergie, Mines et Ressources, Canada, N.B. Coal Limited et la Commission, ce projet d'innovation pilote étudiera les possibilités d'utiliser les eaux d'évacuation des centrales thermiques comme moyen de réchauffement des serres destinées à des fins commerciales. Il s'agit d'un autre volet du projet lancé et couronné de succès pour l'utilisation de la chaleur récupérée du système d'eau de refroidissement de cette même centrale pour l'élevage de truites et de saumons.

Exportations d'électricité
(En millions de mégawattheures — estimation pour les années au-delà de 1982/83)



Par accord tripartite passé en Avril 1982 avec le ministère fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources et la Société du développement du Cap Breton, la Commission s'est engagée à promouvoir l'utilisation d'un mélange combustible unique eau-charbon comme source possible de remplacement du pétrole. Ce combustible, à faible teneur en soufre et en cendre, s'appelle le Carbogel, nom donné par les ingénieurs suédois qui l'ont mis au point. Il sera préparé par la Société du développement du Cap Breton dans son usine située à Victoria Junction. Le rôle de la Commission dans ce projet est relatif à l'exécution des essais futurs dans les deux groupes de sa centrale de Chatham. Grâce à ce projet de recherche, la centrale renforce sa position nationale de plus importante installation pilote alimentée par un combustible fossile.

La Commission s'est lancée au cours de l'année dans la réalisation d'un programme d'exploration du charbon pour déterminer la nature et le volume des réserves de charbon de la province qui seraient susceptibles d'alimenter de nouvelles installations de production électrique. Les résultats obtenus pour l'année ont montré qu'il serait possible de trouver plus d'un million de tonnes de charbon exploitables dans la région explorée.

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

Hon. Leland W. McGaw
Président

Arthur J. O'Connor
Directeur général

Contribuée par l'Énergie Atomique du Canada Limitée

Gérée au bénéfice de la population du Nouveau-Brunswick qui en est le propriétaire.

Bilan de la production et des ventes

pour l'année financière terminée le 31 mars 1983

	1983 kilowattheures	1982 kilowattheures	Différence en kilowattheures	% + −
Production				
Hydraulique	**2 628 060 000**	3 246 152 500	− 618 072 500	− 19.0%
Thermique	**4 343 347 000**	5 036 372 000	− 693 025 000	− 13.8%
Nucléaire	**1 421 287 000**	−−	+ 1 421 287 000	+ 100.0%
Diesel	**19 100**	161 900	− 142 800	− 88.2%
Achats	**3 768 953 435**	4 005 397 250	− 236 443 815	− 5.9%
Production brute et achats	**12 161 686 535**	12 288 083 650	− 126 397 115	− 1.0%
Service des centrales	**624 271 160**	482 325 861	+ 141 945 299	+ 29.4%
Production nette et achats	**11 537 415 375**	11 805 757 789	− 268 342 414	− 2.3%
Pertes — transformation et transport	**542 144 026**	595 345 209	− 53 201 183	− 8.9%
Pertes — % de la production nette et achats	**4.7%**	5.0%		
Total de l'énergie distribuée	**10 995 271 349**	11 210 412 580	− 215 141 231	− 1.9%
Ventes				
En bloc	**686 429 916**	658 741 280	+ 27 688 636	+ 4.2%
Service industriel	**3 077 833 566**	3 539 995 609	− 462 162 043	− 13.1%
Service général	**1 183 524 809**	1 169 144 162	+ 14 380 647	+ 1.2%
Service domestique	**2 225 459 662**	2 118 865 019	+ 106 594 643	+ 5.0%
kW.h par abonnement domestique	**10 611**	10 265		
Éclairage des rues	**52 094 571**	51 211 520	+ 883 051	+ 1.7%
Total des ventes à l'intérieur de la province	**7 225 342 524**	7 537 957 590	− 312 615 066	− 4.1%
Interconnexions	**3 568 044 000**	3 430 710 000	+ 137 334 000	+ 4.0%
Total général des ventes	**10 793 386 524**	10 968 667 590	− 175 281 066	− 1.6%
Consommation interne	**624 593 844**	482 702 178	+ 141 891 665	+ 29.4%
Pertes totales	**743 706 167**	836 713 882	− 93 007 715	− 11.1%
Production brute et achats	**12 161 686 535**	12 288 083 650	− 126 397 115	− 1.0%

État des statistiques (exploitation et matérielles)

	31 mars 1983	31 mars 1982	31 mars 1978	31 mars 1975	31 mars 1973
Puissance installée (en kW)	**3 136 576**	2 506 576	2 140 326	1 151 326	1 150 326
Production brute — Achats — en kW.h	**12 161 686 535**	12 288 083 650	11 423 227 065	8 532 237 370	7 206 701 925
Total de l'énergie distribuée — en kW.h	**10 995 271 349**	11 210 412 580	10 386 935 623	7 684 313 478	6 710 992 704
Revenue global	**$ 545,636,447**	$ 514,640,146*	$ 276,061,367	$ 114,383,151	$ 78,990,893
Total des dépenses et des affectations	**$ 534,257,771**	$ 502,186,714	$ 272,912,112	$ 108,224,945	$ 78,268,439
Immobilisations, y compris les travaux en cours	**$ 2,705,614,539**	$2,511,221,676	$1,361,571,470	$ 678,888,091	$483,264,042
Actif à court terme	**$ 161,419,544**	$ 273,381,451	$ 230,879,940	$ 65,660,823	$ 19,558,043
Passif à court terme	**$ 190,535,732**	$ 221,093,012	$ 117,929,206	$ 62,490,702	$ 25,824,373
Stocks	**$ 68,584,572**	$ 33,621,120	$ 24,617,058	$ 11,294,252	$ 4,412,034
Montant net de la dette à long terme	**$ 2,213,530,056**	$2,190,964,432	$1,228,507,691	$ 532,645,866	$351,826,572
Actif du fonds d'amortissement	**$ 158,452,216**	$ 122,889,965	$ 46,006,501	$ 31,975,960	$ 25,017,768
Amortissement accumulé	**$ 346,407,214**	$ 303,841,039	$ 177,925,521	$ 119,955,221	$ 96,086,034
Autre réserves et bénéfices conservés dans l'entreprise	**$ 239,461,621**	$ 214,510,701	$ 92,354,057	$ 52,744,424	$ 35,008,279
Réserves, bénéfices conservés dans l'entreprise et amortissement accumulé	**$ 585,868,835**	$ 518,351,740	$ 270,279,578	$ 172,699,645	$131,094,313
Total des réserves et des bénéfices — pourcentage des immobilisations	**21.7%**	20.6%	19.8%	25.4%	27.1%
Kilomètres de lignes de transport	**5 721**	5 714	5 301	4 748	4 528
Kilomètres de circuits de distribution	**22 236**	21 718	19 403	17 543	15 914
Nombre d'abonnements domestiques	**209 731**	206 410	192 225	168 889	152 870
Nombre d'abonnements industriels	**1 413**	1 373	1 124	964	851
Nombre d'abonnements généraux	**17 506**	17 268	15 176	13 018	11 768
No d'abonnements à l'éclairage des rues	**2 099**	2 079	1 942	1 756	1 620
Total d'abonnés	**230 749**	227 130	210 467	184 627	167 109

*Comprend le poste extraordinaire

États financiers

Rapport des vérificateurs

Taylor Ross & Cie

Organigramme

La Commission

L'Hon. Leland W. McGaw, *président*

Louis E. Landry, *vice-président*

Gaëtan Bossé, *commissaire*

Jean C. Chiasson, *commissaire*

William K. Cleghorn, *commissaire*

Peter J. Dykeman, *commissaire*

Eric C. Garland, *commissaire*

Henry Williston, *commissaire*

Donna K. Young, *commissaire*

Membres de la direction

Arthur J. O'Connor,
directeur général

Frank C. MacLoon,
directeur général adjoint,
Génie et Exploitation

Richard A. Toner,
directeur général adjoint,
Administration

Paul S. Creaghan, c.r.,
secrétaire et chef du contentieux

Lloyd M. Totten,
directeur, Finances

G. Linwood Titus,
directeur,
Stratégie du développement

Terrance S. Thompson,
directeur, Affaires publiques

Frank H. Ryder,
directeur, Planification
économique générale

États Financiers

Rapport des vérificateurs

Touche Ross & Cie
Comptables agréés

L'honorable Richard B. Hatfield,
Premier ministre de la province du Nouveau-Brunswick,
Fredericton, (Nouveau-Brunswick)

Monsieur,

Nous avons vérifié le bilan de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick au 31 mars 1983 ainsi que les états connexes des résultats, des bénéfices conservés dans l'entreprise et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de la Commission au 31 mars 1983 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Touche Ross & Cie

Comptables agréés

Fredericton (N.-B.)
le 24 juin 1983

191 RUE PROSPECT QUEST — SUITE 306
FREDERICTON, NOUVEAU-BRUNSWICK E3B 2T7 — TÉLÉPHONE (506) 455-0340

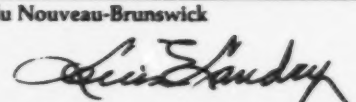
Bilan
au 31 mars 1983

Actif

	1983	1982
Immobilisations		
Terrains, bâtiments, outillage et matériel, au prix coûtant, moins l'amortissement cumulé et construction en cours (note 2)	**2 359 207 325 $**	2 207 380 637 $
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	**8 685 971**	166 048 562
Débiteurs	**81 909 326**	73 591 577
Matières, fournitures et combustibles, au prix coûtant	**68 584 572**	33 621 120
Charges payées d'avance	**2 239 675**	120 192
	161 419 544	273 381 451
Charges reportées		
Différences de change latentes, moins les montants amortis (note 3)	**117 035 546**	142 035 768
Abandon des activités nucléaires (note 1h)	**71 700 000**	—
Escompte et frais d'émission de débentures et de billets, moins les montants amortis	**25 463 911**	26 380 981
Frais d'arpentage, de génie et de formation relatifs à l'expansion des installations	**928 417**	977 281
Autres charges	**157 465**	175 994
	215 285 339	169 570 024
Fonds détenus à des fins particulières		
Fonds d'assurance	**7 614 879**	7 623 382
	2 743 527 087 $	2 657 955 494 $

Au nom de La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

Leland W. McGaw, président du Conseil



Louis E. Landry, vice-président du Conseil

Passif

	1983	1982
Dette à long terme (note 4)		
Garantis par la province du Nouveau-Brunswick		
Débentures et billets émis par la Commission	1 855 731 210 $	1 858 286 922 $
Billet à payer à Énergie Atomique du Canada, Limitée	350 000 000	350 000 000
Emprunts de la Commission d'énergie du Nord canadien	48 615 850	50 074 574
Emprunt de la province du Nouveau-Brunswick	882 553	2 191 219
Autre dette à long terme	7 448 908	7 561 691
	2 262 678 521	2 268 114 406
Moins tranche échéant à moins d'un an	49 148 465	77 149 974
	2 213 530 056	2 190 964 432
Passif à court terme		
Dette bancaire (note 5)	7 689 427	13 333 849
Créditeurs et frais courus	52 133 742	65 099 113
Intérêt couru sur les débentures et billets émis par la Commission	75 193 249	58 786 100
Intérêt couru sur l'emprunt de la province du Nouveau-Brunswick	18 185	26 741
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	49 148 465	77 149 974
Retenues sur les contrats en cours	5 410 653	6 046 884
Dépôts pour service	942 011	650 351
	190 535 732	221 093 012
Passif reporté		
Avances des abonnés pour l'aide à la construction	464 349	464 349
Compte de stabilisation des ventes d'économie (note 6)	26 175 000	30 923 000
Gestion des combustibles irradiés et abandon des activités nucléaires (note 7)	73 360 329	—
	99 999 678	31 387 349
Réserves (note 8)	151 450 235	137 877 991
Bénéfices conservés dans l'entreprise	88 011 386	76 632 710
	2 743 527 087 $	2 657 955 494 $

État des résultats

de l'exercice terminé le 31 mars 1983

	1983	1982
Produits		
Ventes d'électricité	534 539 326 $	497 778 922 $
Ventes de vapeur	4 648 217	6 107 565
Autres produits	6 448 904	5 728 748
	545 636 447	509 615 235
Charges		
Achats d'électricité	101 907 906	94 154 795
Production d'électricité		
Combustibles	153 906 447	150 291 428
Autres charges (note 9)	66 525 632	41 388 798
Frais d'exploitation, d'entretien, d'administration et frais généraux	66 914 043	59 002 241
Amortissement	42 664 515	36 814 754
	431 918 543	381 652 016
Bénéfice avant les intérêts et le change	113 717 904	127 963 219
Intérêts et change	220 880 115	178 983 092
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission de débentures	3 129 522	2 545 104
Amortissement des différences de change latentes	7 102 193	10 179 979
	231 111 830	191 708 175
Déduire		
Produit des fonds d'amortissement et des autres placements	26 003 851	28 680 306
Intérêts capitalisés	111 592 995	90 578 091
	137 596 846	119 258 397
	93 514 984	72 449 778
Bénéfice d'exploitation net de l'exercice avant les postes suivants	20 202 920	55 513 441
Redressement pour la normalisation de la production	3 572 244	19 594 920
Virement au (du) compte de stabilisation des ventes d'économie	(4 748 000)	15 490 000
	(1 175 756)	35 084 920
Bénéfice net avant poste extraordinaire	21 378 676	20 428 521
Poste extraordinaire — gain à la vente d'une participation de 10% dans le groupe n° 2 de Dalhousie (note 10)	—	5 024 911
Bénéfice net de l'exercice	21 378 676 $	25 453 432 $

État des bénéfices conservés dans l'entreprise

de l'exercice terminé le 31 mars 1983

	1983	1982
Solde au début de l'exercice	76 632 710 $	64 179 278 $
Bénéfice net de l'exercice	21 378 676	25 453 432
	98 011 386	89 632 710
Affectation à la réserve pour la normalisation de la production	10 000 000	13 000 000
Solde à la fin de l'exercice	88 011 386 $	76 632 710 $

État de l'évolution de la situation financière

de l'exercice terminé le 31 mars 1983

	1983	1982
Provenance des fonds		
Exploitation		
Bénéfice net de l'exercice	21 378 676 $	25 453 432 $
Montants imputés ou crédités à l'exploitation mais n'entraînant pas de mouvement de fonds		
Évacuation des déchets de combustibles nucléaires et abandon des activités nucléaires	1 660 329	—
Provision pour l'amortissement des bâtiments, de l'outillage et du matériel	42 664 515	36 814 754
Amortissement des véhicules	1 529 235	1 658 075
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission de débentures	3 129 522	2 545 104
Amortissement des différences de change latentes	7 102 193	10 179 979
Virement au (du) compte de stabilisation des ventes d'économie	(4 748 000)	15 490 000
Redressement pour la normalisation de la production	3 572 244	19 594 920
Gain à la vente d'une participation de 10% dans le groupe n° 2 de Dalhousie	—	(5 024 911)
Frais d'arpentage, de génie et de formation radiés	48 864	28 864
	76 337 578	106 740 217
Produit de l'émission de débentures et de billets moins l'escompte et les frais	97 787 549	275 852 912
Contributions pour aide à la construction	499 065	675 419
Produit de la vente de biens	84 815	19 575 468
Diminution des autres charges reportées	18 529	16 424
Diminution (augmentation) du fonds de roulement compte non tenu des changements de la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	109 406 136	(152 158 442)
	284 133 672 $	250 701 998 $
Utilisation des fonds		
Dépenses en immobilisations	196 604 318 $	185 712 731 $
Rachat de débentures de la Commission (déduction faite des fonds d'amortissement disponibles)	52 287 221	33 035 344
Dépôts dans les fonds d'amortissement	33 670 626	24 009 097
Remboursement de l'emprunt de la Commission d'énergie du Nord canadien	1 458 724	1 378 529
Autre diminution de la dette à long terme	112 783	6 566 297
	284 133 672 $	250 701 998 $

Notes Complémentaires

31 Mars 1983

1. Énoncé des principales conventions comptables

Les états financiers, qui ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus, tels qu'ils sont établis au Canada, tiennent compte du mandat de la Commission de fixer les tarifs de l'électricité.

a. Immobilisations — acquisitions et aliénations

Le prix coûtant des nouvelles immobilisations comprend le coût à l'origine des services contractés, la main-d'oeuvre et les matières directes, les intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et les frais indirects d'administration et autres frais, moins les crédits à l'égard de l'énergie produite pendant la période des essais. Les frais d'administration et autres frais sont capitalisés durant la construction en affectant une partie des frais généraux de cette nature aux coûts directs de construction engagés chaque mois.

L'intérêt engagé durant la construction est capitalisé mensuellement d'après les coûts d'intérêt des emprunts affectés à la construction des installations.

Les frais de réparation et d'entretien sont imputés aux résultats tandis que le coût des améliorations est capitalisé. Quant aux biens remplacés ou renouvelés, leur coût d'origine, accru des frais d'enlèvement et diminué de la valeur de récupération et de l'amortissement cumulé, est débité ou crédité à l'amortissement dans l'état des résultats.

Les contributions pour aide à la construction, qui incluent les subventions du Gouvernement à l'égard de nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des installations financées de cette façon. Les montants reçus des abonnés sont amortis sur la durée de service probable des biens en question et le crédit qui en résulte est porté en diminution de la provision pour amortissement correspondante.

La Commission calcule l'amortissement à des taux devant amortir le prix coûtant des immobilisations, déduction faite de la valeur de récupération prévue, le cas échéant, sur leur durée d'utilisation probable. La centrale nucléaire est amortie suivant une méthode d'indexation des prix qui tient compte d'une augmentation annuelle de 3%. Toutes les autres immobilisations sont amorties suivant la méthode de l'amortissement linéaire. L'amortissement est calculé sur le prix coûtant net des immobilisations qui ont fait l'objet de subventions du Gouvernement. La durée d'utilisation probable des principales catégories d'immobilisations fait l'objet des vérifications périodiques et s'établit comme suit:

Biens	*Années*
Centrales hydro-électriques	68
Centrales thermiques	30
Centrale nucléaire	*30
Centrale de production par turbine à gaz	25
Centrale diesel	20
Postes d'arrivée et postes	30
Réseau de transport	40
Réseau de distribution	28
Bâtiments	40

* Fait présentement l'objet d'une vérification

1. Énoncé des principales conventions comptables (suite)

b) Stocks
Les stocks de matières et de fournitures sont évalués au prix coûtant moyen. Les combustibles sont évalués au prix coûtant selon la méthode de l'épuisement successif.

c) Escompte et frais d'émission de débentures et de billets
La Commission amortit les escomptes ou les primes sur débentures et billets ainsi que les frais d'émission sur la durée de chacune des émissions.

d) Frais d'arpentage, de génie et de formation relatifs à l'expansion des installations
Les frais d'arpentage et de génie relatifs aux projets de construction à l'étude sont reportés jusqu'à ce que la Commission autorise la construction. Ces frais ainsi que certains frais de formation sont alors amortis sur les revenus futurs soit directement, soit par des imputations annuelles au titre de l'amortissement de certains des éléments capitalisés. Lorsqu'un projet est abandonné, tous les frais s'y rapportant sont imputés aux résultats de l'exercice.

e) Opérations de change
Les postes à long terme à valeur vénale fixe libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date du bilan. Les différences de change qui proviennent de la conversion à la date de l'opération et de la conversion à la date du bilan sont accumulées dans un compte de différences de change latentes qui paraît au bilan sous le poste Charges reportées. Ce compte est amorti sur les résultats sur la durée de vie restante des éléments d'actif et de passif à valeur vénale fixe correspondants, à l'exception des montants reliés au financement d'importants projets de construction en cours, montants qui sont reportés jusqu'à l'achèvement du projet, date à partir de laquelle ils sont amortis sur la durée de vie restante des éléments de passif à valeur vénale fixe correspondants.

Les gains ou les pertes sur change provenant d'opérations qui influent sur l'exploitation courante sont portés aux résultats au moment où ils surviennent.

f) Produits
Les abonnés des services résidentiels et généraux sont facturés mensuellement à différentes dates selon des critères préétablis. Tous les autres abonnés sont facturés à la fin du mois. La Commission ne comptabilise pas les produits courus afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période financière.

g) Charges ou produits reportés
La Commission fixe annuellement ses tarifs afin de recouvrer ses charges d'exploitation et son capital investi, conformément aux principes d'une gestion financière prudente. Chaque année, certains facteurs, reliés aux conditions d'exploitation des centrales hydro-électriques et nucléaire et aux ventes d'économie et sur lesquels la Commission n'a bien souvent aucun contrôle, entraînent des charges ou des produits imprévisibles. La Commission comptabilise ces écarts imprévisibles dans un compte de stabilisation des ventes d'économie et par le biais d'un redressement pour la normalisation de la production. Les politiques relatives aux conditions d'exploitation de la centrale nucléaire ont été introduites pour la première fois au cours du présent exercice financier à la suite du succès qui a couronné la mise en exploitation de la centrale nucléaire de Point-Lepreau. Auparavant, la réserve pour la normalisation de la production était désignée sous l'appellation de réserve pour la normalisation des conditions hydrauliques et avait uniquement trait aux conditions d'exploitation des centrales hydro-électriques.

1. Énoncé des principales conventions comptables (suite)

Redressement pour la normalisation de la production

Dans le but de normaliser les coûts de production variant selon les conditions d'exploitation des centrales hydro-électriques et nucléaire, la Commission débite ou crédite annuellement les résultats d'un montant devant équilibrer les coûts de production en fonction d'un niveau mensuel moyen. Le débit ou crédit compensateur est imputé à la réserve pour la normalisation de la production. Le calcul de ce montant se fonde sur les données relatives aux débits d'eau réunies depuis près de 35 ans ainsi que sur le rendement de la centrale nucléaire prévu à partir de statistiques relatives à des industries comparables et de l'expérience du groupe nucléaire en matière d'exploitation.

Compte de stabilisation des ventes d'économie

Chaque année, la Commission débite ou crédite les résultats de l'écart entre les bénéfices prévus et réels découlant des ventes d'économie aux services publics avoisinants. Le débit ou crédit compensateur est porté au compte de stabilisation des ventes d'économie. Les montants ainsi reportés sont ajoutés au calcul des revenus nécessaires en versements égaux sur une période de trois ans et sont amortis de cette façon dans l'état des résultats.

h) Gestion des combustibles irradiés et abandon des activités nucléaires

Afin de pourvoir aux coûts futurs afférents à l'évacuation définitive des déchets de combustibles nucléaires irradiés et à l'abandon des activités nucléaires afin que l'emplacement ne soit plus assujetti à un usage restreint, la Commission porte annuellement aux résultats des montants qui, ajoutés aux revenus de placement, sont proportionnels au coût total de ces activités au fur et à mesure où ils sont engagés. La provision relative aux combustibles irradiés est calculée en fonction de la quantité de combustibles nucléaires consommée au cours de l'année; la provision relative à l'abandon des activités nucléaires est calculée en amortissant en versements annuels égaux le coût estimatif de l'abandon des activités nucléaires à compter de la date à laquelle le groupe est entré en exploitation. Ce coût estimatif est comptabilisé au bilan sous le poste Charges reportées et représente le montant qui devra être recouvré des clients pendant la durée d'utilisation des installations. Le compte de la dette reportée relative à la gestion des combustibles irradiés et à l'abandon des activités nucléaires représente la dette initiale relative à l'abandon des activités nucléaires à compter de la date à laquelle les installations ont été mises en service, redressée annuellement pour tenir compte des montants imputés à l'évacuation des déchets de combustibles nucléaires irradiés. L'intérêt annuel composé, calculé suivant le taux en vigueur pour les emprunts à long terme au Canada, est ajouté au compte selon le total des montants recouvrés des clients.

2. Immobilisations

	1983	1982
Terrains, bâtiments, outillage et matériel, au prix coûtant		
Centrales électriques	2 158 668 180 $	717 302 740 $
Réseau de transmission	127 445 632	124 789 897
Postes	166 252 320	159 445 719
Réseau de distribution	220 720 491	202 087 601
Autres propriétés	9 511 879	9 238 496
Matériel de communication	4 311 303	4 242 593
Véhicules et matériel divers	24 104 621	22 432 137
	2 711 014 426	1 239 539 183
Moins les contributions pour aide à la construction	8 124 098	7 625 034
Subventions gouvernementales — Installations Mactaquac et CCHT (courant continu à haute tension)	22 500 000	22 500 000
	30 624 098	30 125 034
	2 680 390 328	1 209 414 149
Moins l'amortissement cumulé	346 407 214	303 841 039
	2 333 983 114	905 573 110
Construction en cours	25 224 211	1 301 807 527
	2 359 207 325 $	2 207 380 637 $

3. Différences de change latentes, moins les montants amortis

	1983	1982
Différence de change à la date du bilan relative aux débentures et aux billets émis par la Commission		
Remboursables en francs suisses	26 521 250 $	42 398 000 $
Remboursables en dollars des États-Unis	133 209 825	138 410 582
Différence de change à la date du bilan relative à l'emprunt de la province du Nouveau-Brunswick	474 817	687 446
Prime du change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère détenus dans des fonds d'amortissement maintenus par la province du Nouveau-Brunswick		
Fonds d'amortissement des débentures et des billets émis par la Commission	(17 523 755)	(14 671 518)
Fonds d'amortissement de l'emprunt de la province du Nouveau-Brunswick	(56 241)	(61 852)
Prime du change sur les éléments d'actif détenus dans le fonds d'assurance	(114 879)	(123 382)
	142 511 017	166 639 276
Moins l'amortissement cumulé	25 475 471	24 603 508
	117 035 546 $	142 035 768 $

4. Dette à long terme

Débentures et billets émis par la Commission

Échéance	*Taux d'intérêt*	1983	1982
Remboursables en dollars canadiens			
1985 17 mars	13¼	75 000 000 $	75 000 000 $
1985 15 mai	13¾	75 000 000	75 000 000
1987 15 mars	5½	2 650 000	2 650 000
1988 1er novembre	5½	2 000 000	2 000 000
1989 15 octobre	8½	228 000	228 000
1990 10 janvier	11¼	50 000 000	50 000 000
1990 1er août	9	293 000	293 000
1991 1er juillet	5¾	5 000 000	5 000 000
1992 15 mars	5½	7 350 000	7 350 000
1993 8 février	11¾	100 000 000	—
1993 1er novembre	5½	6 000 000	6 000 000
1994 15 juin	5½	10 000 000	10 000 000
1994 31 décembre	5½	3 790 000	3 790 000
1995 1er mai	6¼	15 000 000	15 000 000
1995 15 mai	10⅜	20 000 000	20 000 000
1995 15 octobre	5¾	7 500 000	7 500 000
1996 1er janvier	6	13 800 000	13 800 000
1996 1er mars	6	4 000 000	4 000 000
1996 1er octobre	6½	6 100 000	6 100 000
1996 15 novembre	7⅞	20 000 000	20 000 000
1997 15 octobre	8⅜	20 000 000	20 000 000
1998 15 novembre	8½	25 000 000	25 000 000
1999 1er octobre	11	24 674 000	24 674 000
1999 31 décembre	5½	8 210 000	8 210 000
2000 1er mars	10	50 000 000	50 000 000
2000 25 août	11⅞	35 000 000	35 000 000
2003 21 décembre	10¼	75 000 000	75 000 000
2005 10 janvier	11¼	50 000 000	50 000 000
		711 595 000	611 595 000
Remboursables en francs suisses			
1985 20 avril (100 000 000 FS)	4¼	60 815 000	60 815 000
1991 28 septembre (76 000 000 FS)	6	29 761 600	29 761 600
1992 30 août (76 000 000 FS)	5¼	34 207 600	36 008 000
1993 30 mars (95 000 000 FS)	3¾	54 257 350	57 113 000
Dollars canadiens à la date d'émission		179 041 550	183 697 600
Différence de change à la date du bilan		26 521 250	42 398 000
		205 562 800	226 095 600

4. Dette à long terme (suite)

Débentures et billets émis par la Commission (suite)

Échéance	*Taux d'intérêt*	1983	1982
Remboursables en dollars des États-Unis			
1983 15 janvier	9	— $ US	28 000 000 $ US
1986 2 janvier	5¼	3 086 000	3 086 000
1986 1er novembre	5¼	1 265 000	1 645 000
1987 1er septembre	5¼	2 820 000	2 820 000
1988 1er octobre	17	60 000 000	60 000 000
1989 1er mars	16¼	75 000 000	75 000 000
1990 15 avril	5	8 746 000	9 418 000
1991 1er mai	5½	9 890 000	10 489 000
1991 1er mai	15	100 000 000	100 000 000
1991 15 novembre	6	17 500 000	17 500 000
1992 15 octobre	6½	15 000 000	15 000 000
1993 15 février	6⅞	15 000 000	15 000 000
1994 1er février	7¾	10 000 000	10 000 000
1994 1er mars	9¾	62 000 000	65 000 000
1995 1er octobre	10½	75 000 000	75 000 000
1997 15 février	9	93 750 000	100 000 000
1998 1er avril	7⅞	38 700 000	40 275 000
2001 1er mai	9⅜	100 000 000	100 000 000
2004 1er avril	8¾	50 000 000	50 000 000
2005 15 janvier	10	75 000 000	75 000 000
2007 1er août	8¾	75 000 000	75 000 000
Dollars des états-Unis		887 757 000	928 233 000
Prime du change à la date d'émission		74 436 537 $ CA	75 361 478 $ CA
Différence de change à la date du bilan		133 209 825	138 410 582
		1 095 403 362	1 142 005 060
		2 012 561 162	1 979 695 660
Moins l'actif du fonds d'amortissement détenu en fiducie par la province du Nouveau-Brunswick			
Valeur comptable		139 306 197	106 737 220
Prime du change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère		17 523 755	14 671 518
		156 829 952	121 408 738
		1 855 731 210 $	1 858 286 922 $

4. Dette à long terme (suite)

	1983	1982
Énergie Atomique du Canada, Limitée		
Billet remboursable en 25 versements annuels égaux au taux de 9,7064 % l'an, à compter du 1er avril 1984	350 000 000 $	350 000 000 $
Emprunts de la Commission d'énergie du Nord canadien		
Remboursables en versements annuels comprenant le capital et les intérêts à des taux variant entre 4½% et 8½% jusqu'en 2011	48 615 850 $	50 074 574 $
Emprunt de la province du Nouveau-Brunswick		
Pour lequel la province a émis des débentures afin de fournir des fonds à la Commission (remboursable en dollars des États-Unis)	2 030 000 $ US	2 985 000 $ US
Différence de change à la date du bilan	474 817 $ CA	687 446 $ CA
	2 504 817	3 672 446
Moins l'actif du fonds d'amortissement détenu par la province relativement à ces débentures		
Valeur comptable	1 566 023	1 419 375
Prime du change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère	56 241	61 852
	1 622 264	1 481 227
	882 553 $	2 191 219 $
Autre dette à long terme		
Cité de Campbellton — relativement à l'achat du réseau de distribution; remboursable, ainsi que l'intérêt à 9¼% l'an, en versements annuels égaux jusqu'en 1993	1 078 738 $	1 142 981 $
Gouvernement du Canada — relativement à la construction de la ligne de transport de Coleson Cove à Salisbury; remboursable, ainsi que l'intérêt à des taux variant entre 9¼% et 9⅝% l'an, en versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts jusqu'en 2011	6 370 170	6 418 710
	7 448 908 $	7 561 691 $

4. Dette à long terme (suite)

Remboursements de la dette à long terme

Les versements de la dette à long terme (déduction faite des fonds d'amortissement disponibles) et les exigences relatives au fonds d'amortissement à l'égard de la dette impayée au 31 mars 1983 viennent à échéance de la façon suivante pour les cinq exercices se terminant le 31 mars 1988:

	Dollars canadiens	Dollars des États-Unis	Francs suisses
Exercice se terminant le 31 mars 1984	9 304 170 $	26 050 000 $	13 000 000 FS
Exercice se terminant le 31 mars 1985	88 124 954	27 594 000	13 000 000
Exercice se terminant le 31 mars 1986	90 594 101	27 772 000	113 000 000
Exercice se terminant le 31 mars 1987	17 160 253	26 819 000	13 000 000
Exercice se terminant le 31 mars 1988	17 139 687	26 489 000	13 000 000

Fonds d'amortissement

Le ministre des Finances de la province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Commission, un fonds d'amortissement pour toutes les émissions de débentures exigeant un tel fonds. Les placements des fonds d'amortissement sont comptabilisés au prix coûtant et les revenus sont portés à l'état des résultats de la Commission. Les débentures de la Commission investies dans les fonds ne sont pas annulées avant leur échéance.

Les émissions de débentures de la Commission comportant des clauses de rachat annuel aux fins des fonds d'amortissement prévoient que la Commission peut satisfaire à ses obligations en achetant des débentures en circulation de l'émission en cause à n'importe quel moment, à un prix ne dépassant pas 100 % du principal des débentures. Les débentures ainsi affectées pour respecter les exigences des fonds d'amortissement sont annulées avec avis au ministre des Finances et elles ne sont pas réémises. Tout gain ou toute perte provenant d'une telle opération est porté aux résultats.

5. Marge de crédit à court terme

La Commission dispose de marges de crédit bancaire garanties par la province du Nouveau-Brunswick lui permettant de faire des emprunts à court terme totalisant 130 000 000 $. Au 31 mars 1983, ces emprunts à court terme s'élevaient à 100 000 $ (1 575 000 $ en 1982) et sont inscrits au bilan, ainsi que les chèques en circulation, au poste Dette bancaire.

6. Compte de stabilisation des ventes d'économie

	1983	1982
Solde au début de l'exercice	30 923 000 $	15 433 000 $
Excédent des bénéfices réels sur les bénéfices prévus découlant des ventes d'économie de l'exercice	8 637 000	21 657 000
	39 560 000	37 090 000
Moins le montant amorti	13 385 000	6 167 000
Solde à la fin de l'exercice	26 175 000	30 923 000

7. Gestion des combustibles irradiés et abandon des activités nucléaires

	1983	1982
Dette au début de l'exercice	— $	— $
Coût estimatif relatif à l'abandon des activités nucléaires	72 000 000	—
Coût estimatif de l'évacuation des combustibles nucléaires consommés au cours de l'exercice	1 360 329	—
Intérêts imputés au cours de l'exercice	—	—
Dette à la fin de l'exercice	73 360 329 $	— $

Les estimations se fondent sur une étude détaillée des coûts afférents à l'abandon des activités nucléaires et à l'évacuation définitive des combustibles nucléaires irradiés compte tenu des diverses hypothèses sur le moyen et l'échéancier à adopter pour le démantèlement de la centrale nucléaire, le coût du transport vers des installations d'évacuation à long terme et les estimations des taux d'intérêt et d'inflation qui auront cours. Afin de s'assurer que les fonds nécessaires seront disponibles et compte tenu des progrès technologiques potentiels en matière de démantèlement et d'évacuation des déchets de combustibles nucléaires irradiés, la Commission entend procéder à la vérification périodique desdits coûts et redresser les estimations et les montants imputés, si cela s'avère nécessaire.

8. Réserves

	1983	1982
Normalisation de la production	143 950 235 $	130 377 991 $
Assurance	7 500 000	7 500 000
	151 450 235 $	137 877 991 $

Réserve pour la normalisation de la production
Outre le redressement annuel des coûts de production décrit à la note lg), la Commission augmente annuellement la réserve, ainsi qu'elle le juge utile, par des virements à même les bénéfices conservés dans l'entreprise. Le montant total des virements à la réserve s'élevait à 111 000 000 $ au 31 mars 1983 (101 000 000 $ en 1982).

Réserve pour assurance
Cette réserve a été constituée par des virements à même les bénéfices conservés dans l'entreprise et sert de fonds d'auto-assurance destiné à compléter la protection obtenue de compagnies d'assurance.

9. Électricité produite pendant la période des essais de la centrale de Pointe-Lepreau

La valeur de l'électricité produite pendant la période des essais de la centrale nucléaire de Pointe-Lepreau s'est chiffrée à 23 656 623 $, montant qui a été porté en réduction des coûts de construction et imputé au poste Production d'électricité — Autres charges, conformément aux conventions comptables suivies par la Commission.

10. Poste extraordinaire

Au cours de l'exercice terminé le 31 mars 1982, la Commission a parachevé un accord visant la vente d'une participation de 10 % dans l'exploitation du groupe n° 2 de Dalhousie à Maritime Electric (P.E.I.) Limited, filiale en propriété exclusive de Maritime Electric Company Limited de l'Île-du-Prince-Édouard. La Commission a réalisé un gain de 5 024 911 $ sur le produit de la vente de 19 268 426 $. La Commission continue d'exploiter la centrale et reçoit en contrepartie des honoraires calculés en fonction de la valeur de la participation de Maritime Electric et recouvre les frais d'exploitation et d'entretien relatifs à cette participation. En vertu d'un autre accord, les installations de transport de la Commission lui rapportent également des revenus.

11. Engagements relatifs aux immobilisations

Pour l'exercice se terminant le 31 mars 1984, on prévoit engager des dépenses totalisant environ 63 841 000 $ à l'égard de tous les projets d'immobilisations.

12. Passif éventuel

Afin de s'assurer une provision suffisante de charbon, la Commission a garanti les paiements de N.B. Coal Limited, société d'État contrôlée et détenue par la province, en vertu d'un engagement de prêt et d'un contrat de location d'une grue à benne traînante utilisée dans les mines de charbon. Les paiements maximums éventuels sur une période de 17 ans totaliseront 33 000 000 $. En retour, la Commission a droit à toute la production de charbon au prix coûtant ainsi qu'à une cession de la grue à benne traînante et à des droits miniers correspondants dans le cas où N.B. Coal Limited manquerait aux engagements stipulés dans le contrat de location. Au cours de l'exercice financier terminé le 31 mars 1983, les achats de charbon de N.B. Coal Limited ont totalisé 27 019 612$ (25 311 719 $ en 1982). Au 31 mars 1983, la Commission devait à N.B. Coal Limited 4 782 321 $ (3 530 515 $ en 1982).

13. Ventes d'électricité

Les ventes d'électricité comprennent des ventes de 148 403 687 $ (113 416 700 $ en 1982) à des entreprises de services publics aux États-Unis.

La valeur de ces ventes inclut des coûts marginaux de combustibles et d'exploitation plus une marge de bénéfice net pour la Commission.

Carte du réseau

La Commission d'énergie
électrique du Nouveau-Brunswick

Légende

- 345 kV
- 345 kV (Exploité à 138 kV)
- 230 kV
- 138 kV
- 138 kV (Exploité à 69 kV)
- En Service
- Poste Convertisseur HTCC
- Interconnexions

Données des Centrales

	Nombre de groupes	Puissance installée (en kW)
Hydro-électriques		
Mactaquac	6	600 000
Beechwood	3	115 000
Grand-Sault	4	63 000
Tobique	2	20 000
Sisson	1	10 000
Milltown	7	3 900
Total Hydro	23	811 900
Nucléaire		
Point Lepreau	1	630 000
Total Nucléaire	1	630 000
Charbon/Mazout		
Coleson Cove (Mazout)	3	1 005 000
Courtenay Bay (Mazout)	4	263 365
Dalhousie (Mazout/Charbon)	2	280 000
Grand Lake 2 (Charbon)	4	85 000
Chatham (Charbon/Mazout)	2	32 500
Total Charbon/Mazout	15	1 665 865
Turbine à gaz		
Moncton	1	25 000
Total Turbine à gaz	1	25 000
Diesel		
Grand Manan	5	3 811
Total Diesel	5	3 811
Total Général	45	3 136 576